

بناام خدا

پروژه آزمایشگاه سیستم های قدرت و حفاظت و رله

استاد: جناب آقای دکتر ابراهیمی

دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکز

مجمع آیت الله هاشمی رفسنجانی

دانشجو:-----

فهرست مطالب

مقدمه.....۳

آشنایی با نرم افزار دیگسایت.....	۳
رسم دیاگرام تک خطی سیستم ۱۴ باس.....	۷
نام گذاری و مقداردهی به المان های شبکه.....	۱۲
پخش بار.....	۳۴
محاسبات اتصال کوتاه.....	۴۴
آنالیز سیستم.....	۴۸
تعریف سناریو (Operation Scenario).....	۴۸
Contingency Analysis.....	۷۲
Contingency Analysis برای قسمت دلخواهی از سیستم (Selection).....	۹۶
حفاظت.....	۱۰۶
نحوه رله گذاری.....	۱۰۸
رله اضافه جریان.....	۱۱۰
رله دیستانس.....	۱۲۰
رله دیستانس جهت دار.....	۱۳۳
هماهنگی بین رله ها.....	۱۳۸

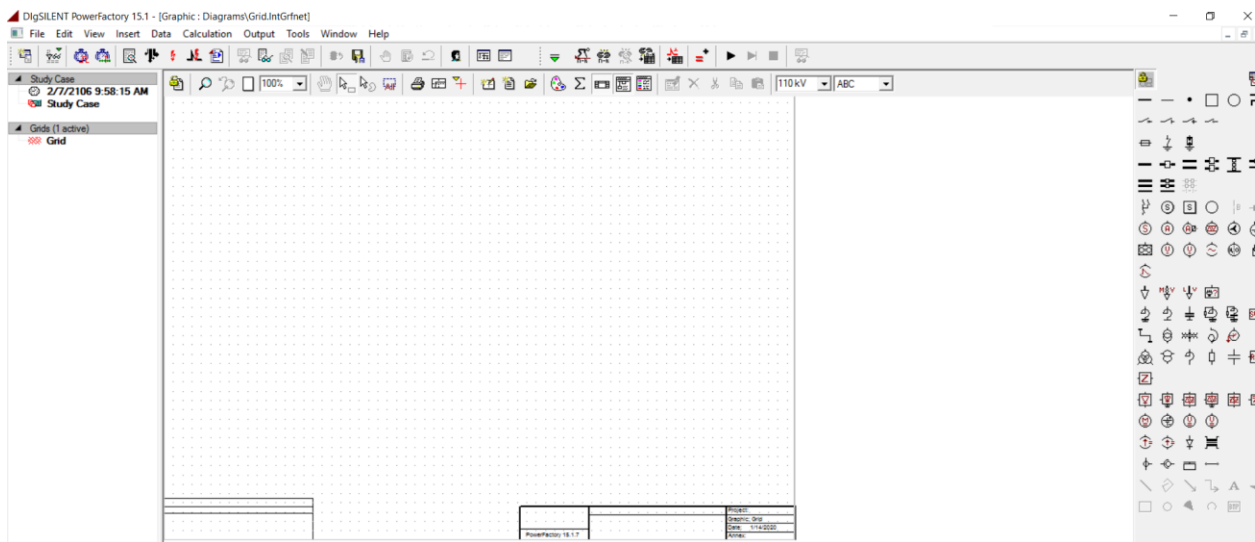
مقدمه

با استفاده از نرم افزار دیگسایلت می توانیم دیاگرام تک خطی سیستم های قدرت را رسم کنیم و با استفاده از ابزارهای موجود در نرم افزار به بررسی و آنالیز خطاهای احتمالی بوجود آمده در سیستم بپردازیم.

هدف در این پروژه نحوه رسم دیاگرام تک خطی یک سیستم ۱۴ باس و گرفتن پخش بار، بررسی خطاهای بوجود آمده و چگونگی حفاظت آن می باشد.

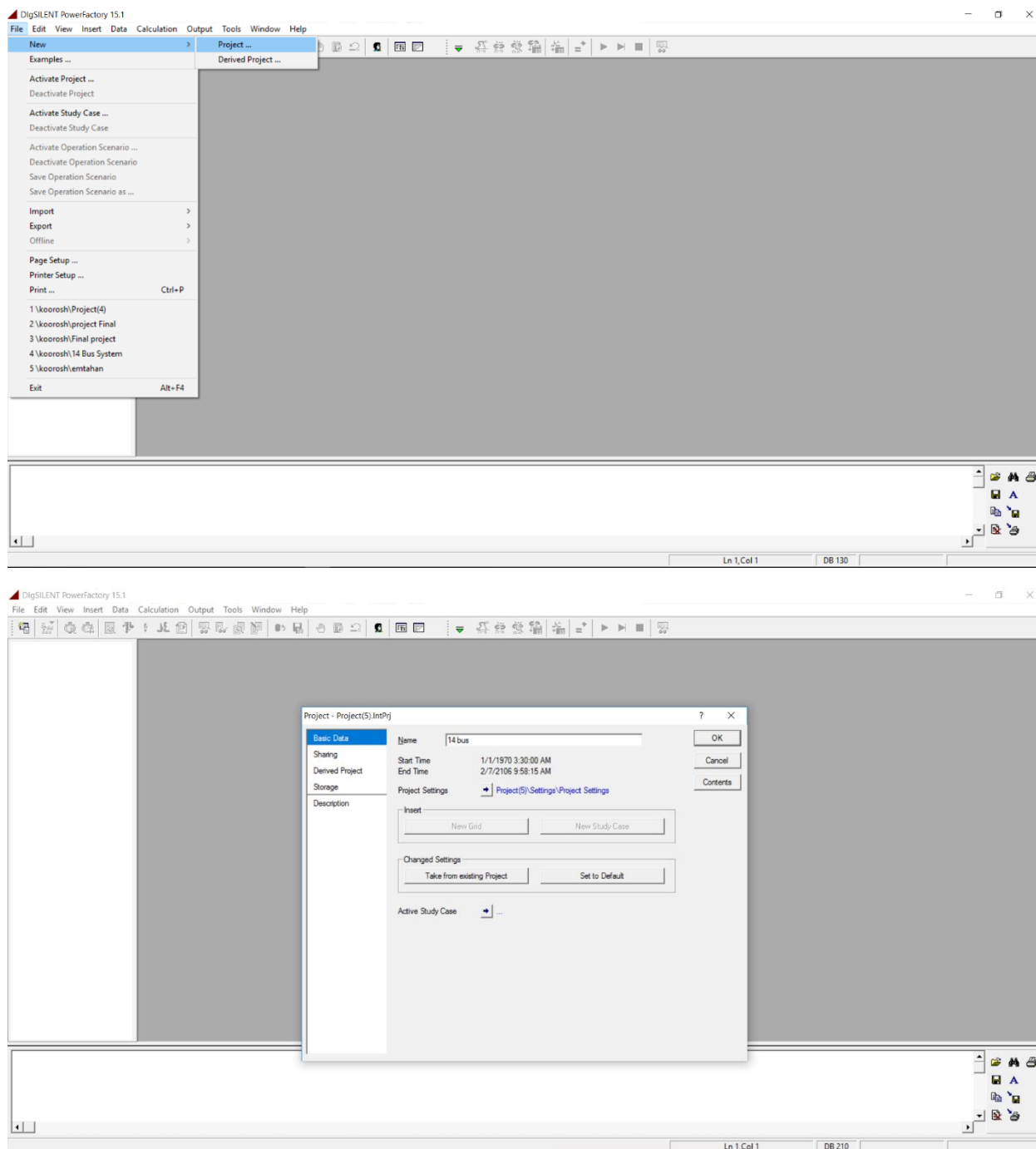
آشنایی با نرم افزار دیگسایلت

نرم افزار دیگسایلت یک نرم افزار user friendly است بگونه ای که می توان تمام اجزای یک سیستم قدرت را در آن بررسی کرد. شکل زیر یک نمای کلی از نرم افزار می باشد. که در ادامه قسمت های آن توضیح داده خواهد شد.

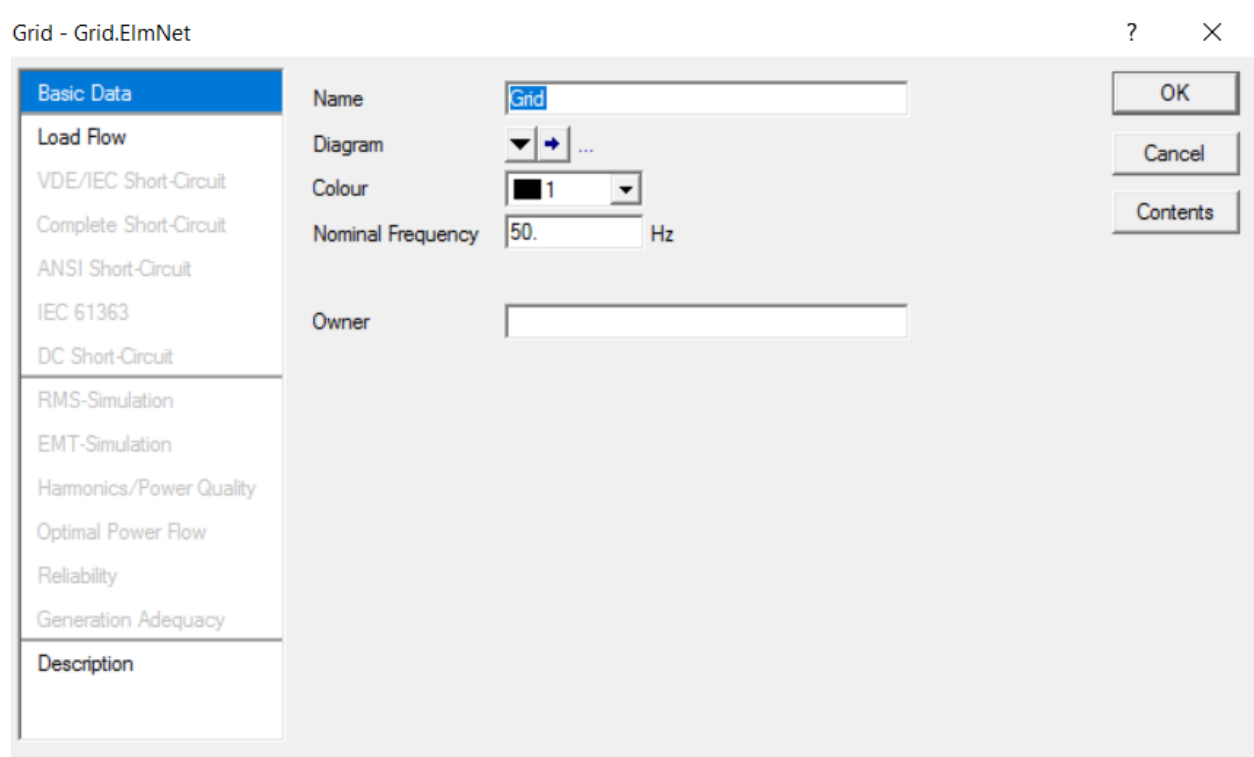


پس از باز کردن نرم افزار از نوار بالایی، قسمت FILE را انتخاب نموده و سپس از قسمت NEW

پروژه جدیدی باز میکنیم. در این قسمت میتوانیم نام پروژه را انتخاب کنیم. مطابق شکل زیر

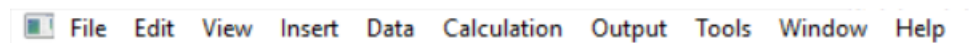


در قسمت بعد، نرم افزرا از ما میخواهد که نام و فرکانس شبکه یا سیستم یا پست مورد نظرم را انتخاب کنیم.



پس از انتخاب نام و فرکانس شبکه وارد محیط اصلی نرم افزار میشویم که در ابتدای این بخش نشان داده شد.

در داخل نرم افزار نوارهای وظیفه ای وجود دارند که به توضیح آنها میپردازیم.



اولین نوار بالایی است که با استفاده از المان های آن میتوانیم محاسبات خروجی مورد نظر را انجام دهیم و مشاهده نماییم.



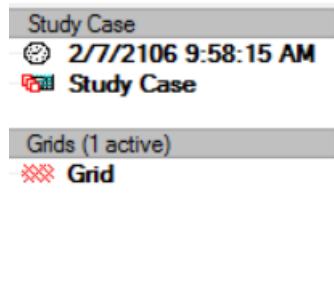
نوار دوم از بالا که در شکل نشان داده شده شامل قسمت های مهمی است که در طول انجام پروژه توضیح داده میشود.



منوی سمت راست نرم افزار شامل تمام المان های مورد نیاز در شبکه است که با استفاده از آنها دیاگرام تک خطی شبکه را رسم خواهیم کرد.



پنجره پایینی نرم افزار است که نشان دهنده محاسبات خروجی و خطاهای احتمالی در بستن دیاگرام تک خطی است که این پنجره با استفاده از گزینه **maximize output window** بزرگ شده و میتوان تمام نتایج خروجی را در آن مشاهده کرد.



پنجره سمت چپ نرم افزار است که با استفاده از آن می توانیم چندین محیط (study case) مختلف را تعریف کنیم.

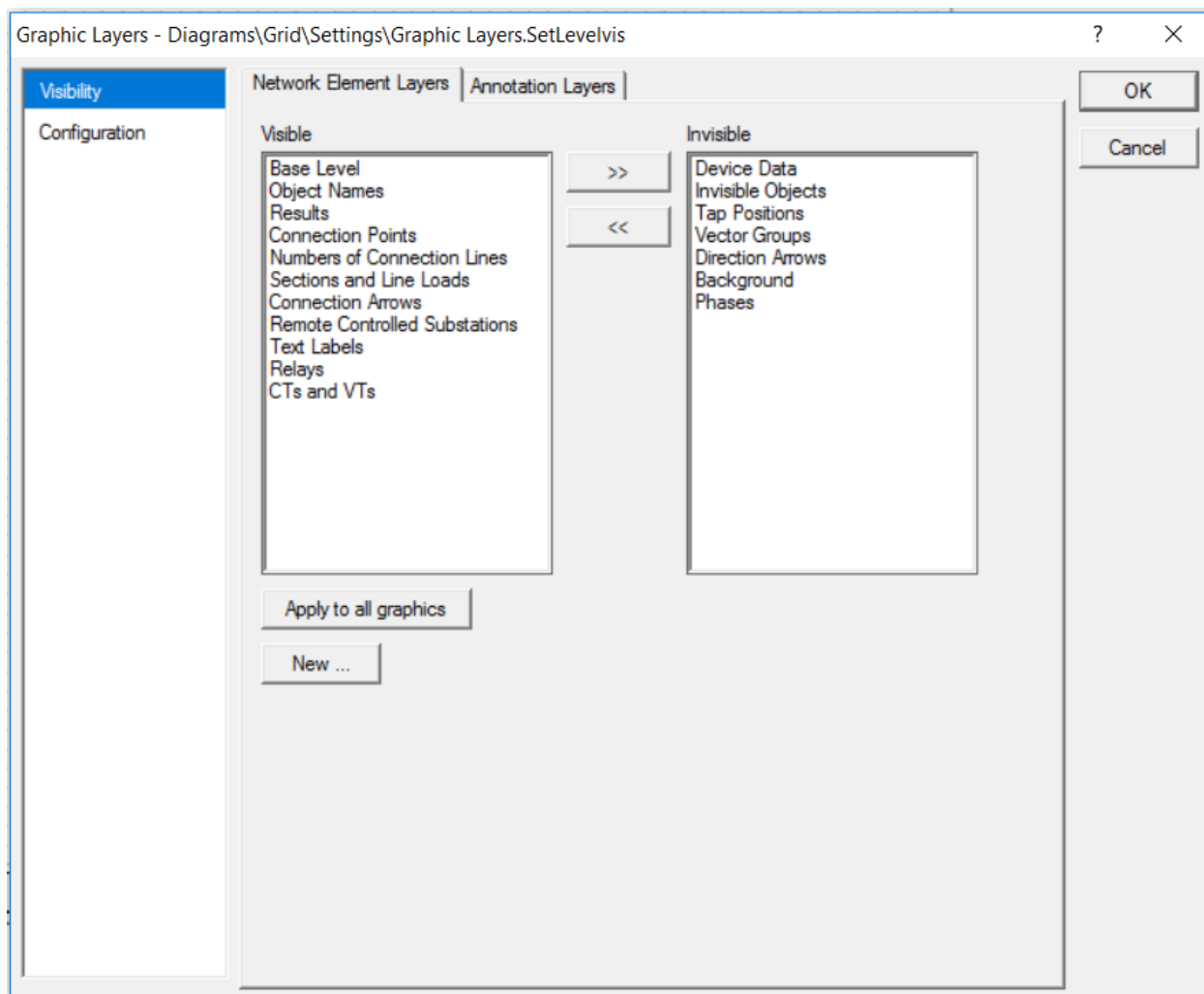
رسم دیاگرام تک خطی سیستم ۱۴ باس

برای رسم دیاگرام تک خطی سیستم ۱۴ باس، شماتیک استاندارد ieeه آن را در نظر میگیرم.

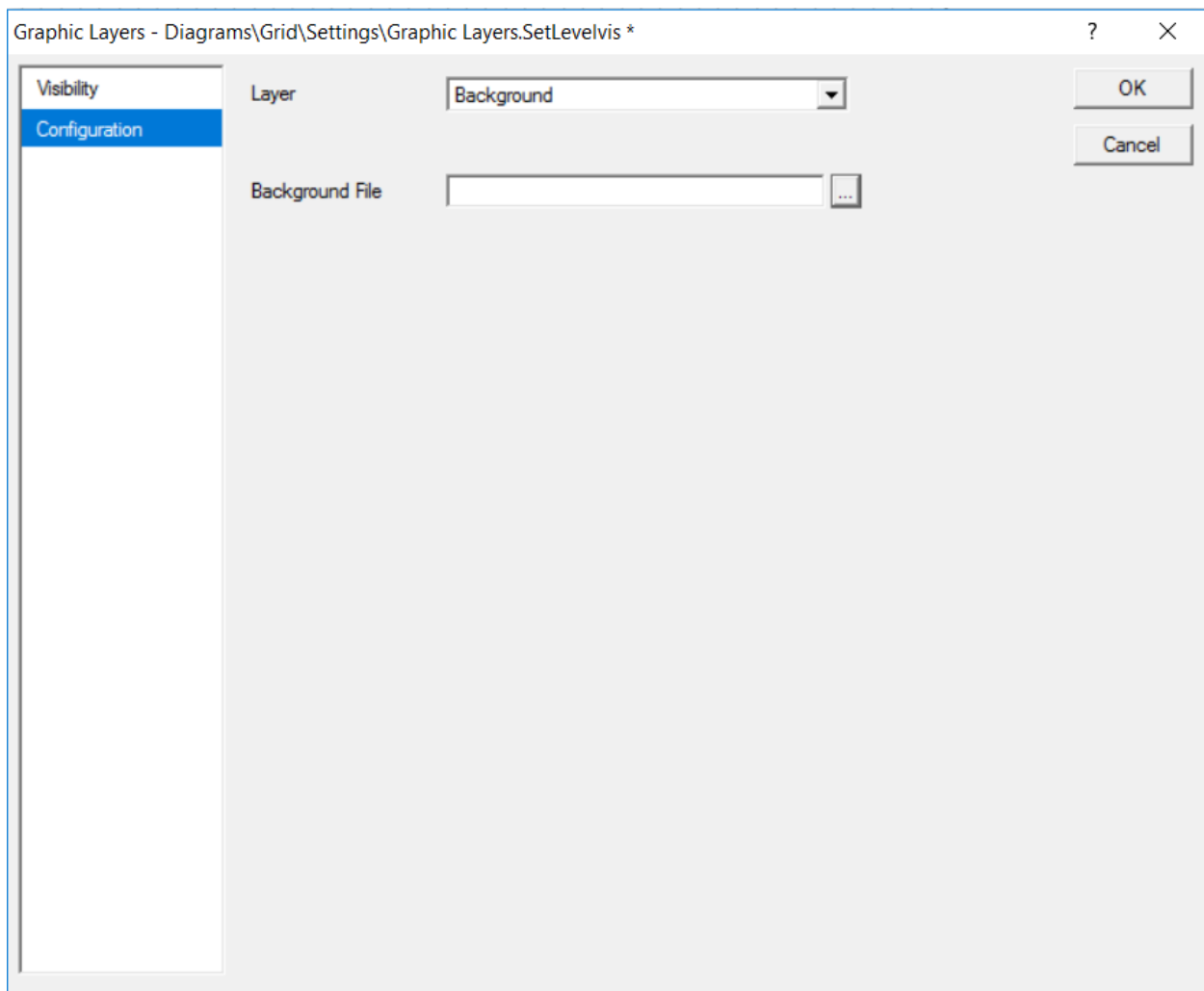
برای رسم آن در نرم افزار میتوانیم فایل jpeg آن را در Background نرم افزار قرار داده و المان ها را از روی آن بکشیم.

برای این کار از آیکن Σ در نوار وظیفه دوم در نرم افزار استفاده میکنیم.

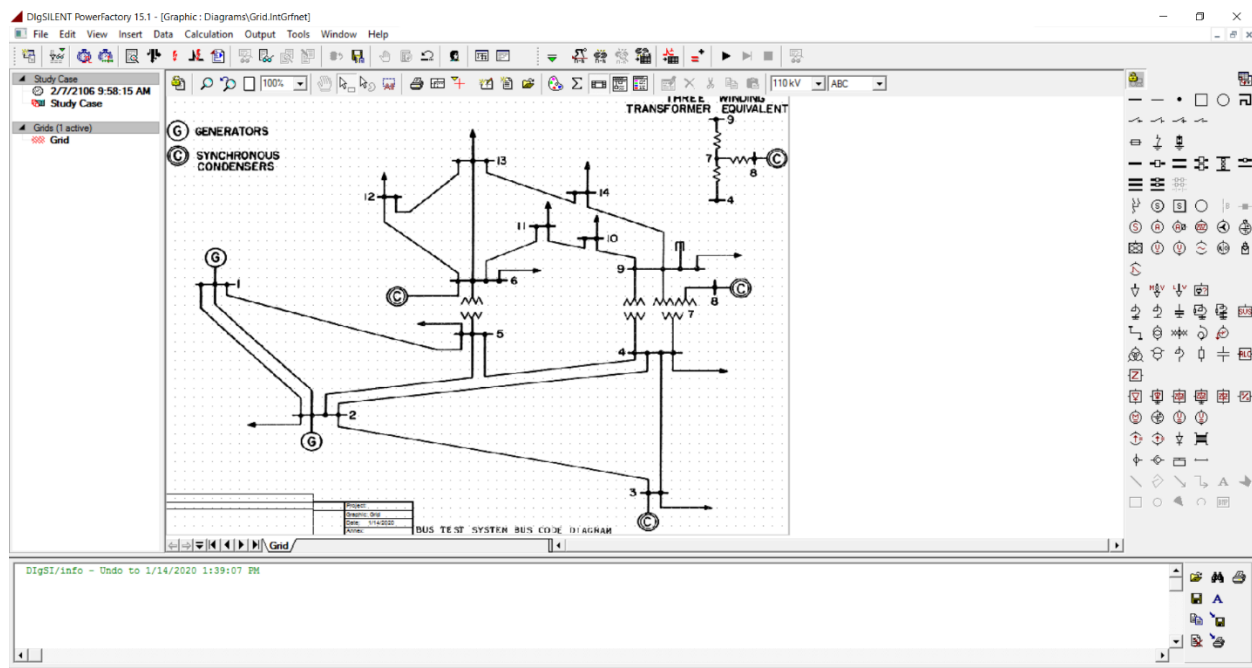
با انتخاب این آیکن پنجره زیر باز میشود، که در آن باید background را در قسمت visible قرار دهیم.



سپس با انتخاب گزینه ی configuration در سمت چپ پنجره، فایل jpeg مورد نظر را انتخاب میکنیم.



با انتخاب فایل مورد نظر و کلیک بر روی گزینه OK فایل انتخاب شده در پس زمینه محیط نرم افزار بصورت کم رنگ نشان داده میشود، که می توانیم تک تک المان ها را از پنجره المان های نرم افزار انتخاب کرده و بکشیم.



حال برای کشیدن هر یک از المان های سیستم، شماتیک آن هارا معرفی میکنیم.

— Busbar : این المان با (—) single busbar system برابر است با این تفاوت که در

single busbar system برای اتصال المان دیگری مثل بار یا خط و ... وارد feeder

شده و بایستی feeder مورد نظر را انتخاب کنیم. اما در مورد اول نیازی به انتخاب

feeder نیست و با کلیک بر روی آن، المان مورد نظر به باس بار وصل می شود.

= Double Busbar system : که در این شبکه مورد استفاده قرار نمی گیرد.

🏠 : شبکه بینهایت

💰 : synchronous machine : ماشین سنکرون که دارای دو حالت موتور و ژنراتوری

است و در این پروژه برای ژنراتور ها از آن استفاده می کنیم.

⚡ General Load : بار های شبکه هستند.

⚡ Line : خطوط شبکه هستند.

2-winding Transformer: ترانسفورماتور دو سیم پیچه

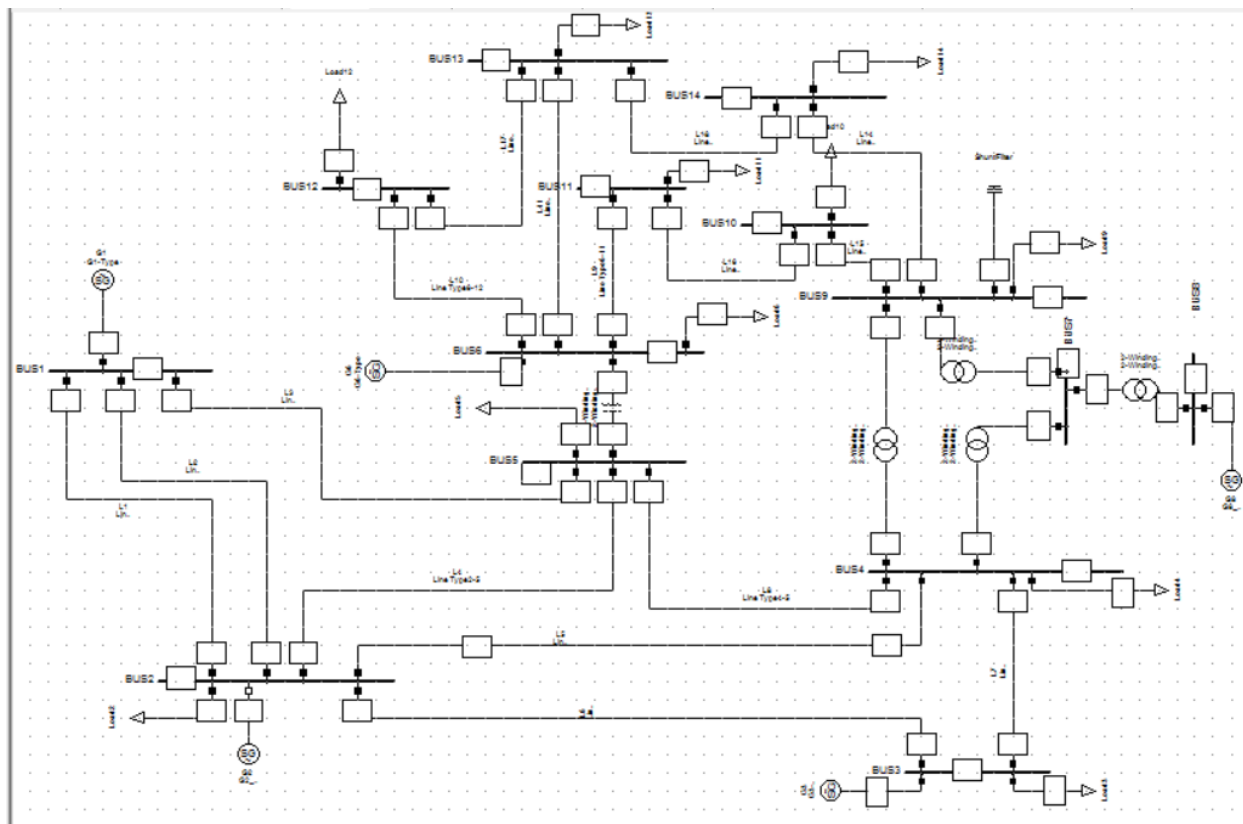


Shunt filter موازی



پس از کشیدن دیاگرام تک خطی سیستم از روی شکل، از همان منوی Σ ، Background را invisible میکنیم.

با استفاده از المان های معرفی شده و شماتیک استاندارد ieeه شبکه ۱۴ باس را بصورت زیر رسم میکنیم.



نام گذاری و مقداردهی به المان های شبکه

برای نام گذاری و مقداردهی به المان ها می توان با دوبار کلیک بر رو آن مقادیر را وارد کرد، هم چنین میتوان با استفاده از گزینه **edit relevant objects for calculation** در نوارافزار دوم

که دارای شماتیک  است، استفاده کرد. استفاده از این گزینه برای مقدار دهی به المان ها در سیستم هایی که دارای پیچیدگی بیشتری از نظر تعداد هستند می باشد.

با کلیک بر روی این گزینه مشاهده میکنیم که تمامی المان ها بصورت جدا و یا بصورت کلی قابل مشاهده هستند.



همچنین برای نام گذاری المان ها استفاده از گزینه **edit relevant objects** کار را بسیار آسان میکند.

در شکل های زیر نامگذاری المان ها با استفاده از این گزینه نشان داده شده است.

الف-BUS

Object Filter: *.ElmTerm Expression: iUsage=0									
	Name	Grid	Type TypBar	Zone ElmZone	Area ElmArea	Out of Service	System Type	Usage	Phase Techno
▶	BUS1	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS10	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS11	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS12	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS13	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS14	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS2	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS3	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS4	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS5	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS6	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS7	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS8	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	
▶	BUS9	IEEE 14 Bus System				☐	AC Busbar	ABC	

ب- بارها

Object Filter: *.ElmLod

	Name	Grid	Type TypLod, TypLodind	Terminal Substation	Terminal	Zone	Area	Out of Service	Tr
▶	Load10	IEEE 14 Bus System			BUS10			☐	▲
▼	Load11	IEEE 14 Bus System			BUS11			☐	
▼	Load12	IEEE 14 Bus System			BUS12			☐	
▼	Load13	IEEE 14 Bus System			BUS13			☐	
▼	Load14	IEEE 14 Bus System			BUS14			☐	
▼	Load2	IEEE 14 Bus System			BUS2			☐	
▼	Load3	IEEE 14 Bus System			BUS3			☐	
▼	Load4	IEEE 14 Bus System			BUS4			☐	
▼	Load5	IEEE 14 Bus System			BUS5			☐	
▼	Load6	IEEE 14 Bus System			BUS6			☐	
▼	Load9	IEEE 14 Bus System			BUS9			☐	

ج- خطوط

Object Filter: *.ElmLne

	Name	Grid	Type TypLne, TypTow, T...	Terminal i Substation	Terminal i	Terminal j Substation	Terminal j	Zone
▶	L1	IEEE 14 Bus System	Line Type1-2		BUS1		BUS2	▲
▼	L10	IEEE 14 Bus System	Line Type6-12		BUS6		BUS12	
▼	L11	IEEE 14 Bus System	Line Type6-13		BUS6		BUS13	
▼	L14	IEEE 14 Bus System	Line Type9-14		BUS14		BUS9	
▼	L15	IEEE 14 Bus System	Line Type9-10		BUS9		BUS10	
▼	L16	IEEE 14 Bus System	Line Type10-11		BUS10		BUS11	
▼	L17	IEEE 14 Bus System	Line Type12-13		BUS13		BUS12	
▼	L18	IEEE 14 Bus System	Line Type13-14		BUS13		BUS14	
▼	L2	IEEE 14 Bus System	Line Type1-2		BUS1		BUS2	
▼	L3	IEEE 14 Bus System	Line Type1-5		BUS1		BUS5	
▼	L4	IEEE 14 Bus System	Line Type2-5		BUS2		BUS5	
▼	L5	IEEE 14 Bus System	Line Type2-4		BUS2		BUS4	
▼	L6	IEEE 14 Bus System	Line Type2-3		BUS2		BUS3	
▼	L7	IEEE 14 Bus System	Line Type3-4		BUS3		BUS4	
▼	L8	IEEE 14 Bus System	Line Type4-5		BUS4		BUS5	
▼	L9	IEEE 14 Bus System	Line Type6-11		BUS6		BUS11	

د- ژنراتورها

Object Filter: *.ElmSym

	Name	Grid	Type TypSym	Terminal Substation	Terminal	Zone	Area	Out of Service	Par
▶	G1	IEEE 14 Bus System	G1-Type		BUS1			☐	▲
▼	G2	IEEE 14 Bus System	G2_Type		- BUS2			☐	
▼	G3	IEEE 14 Bus System	G3-Type		BUS3			☐	
▼	G6	IEEE 14 Bus System	G6-Type		BUS6			☐	
▼	G8	IEEE 14 Bus System	G8_Type		BUS8			☐	

Object Filter: *.ElmTr2

	Name	Grid	Type TypTr2	HV-Side Substation	HV-Side	LV-Side Substation	LV-Side	Zone
▶	2-Winding Transformer4-7	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transf		BUS4		BUS7	
<▶	2-Winding Transformer4-8	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transf		BUS4		BUS9	
<▶	2-Winding Transformer5-6	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transf		BUS5		BUS6	
<▶	2-Winding Transformer8-7	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transf		BUS8		BUS7	
<▶	2-Winding Transformer9-7	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transf		BUS9		BUS7	

همانطور که مشاهده میشود، edit relevant objects بصورت کلی اتصال های المان ها را نیز

نشان می دهد. مثلا در شکل آخر بیان میکند که 2-winding transformer4-7 در باس ۴

بصورت High voltage و در باس ۷ بصورت low voltage بسته شده است.

برای مقدار دهی به المان ها، از مقادیر استاندارد ieee استفاده میکنیم. با استفاده از جدول های زیر:

IEEE 14-BUS SYSTEM DATA

Table A2.1 Bus Data for IEEE 14-Bus System

Bus No.	Bus Voltage		Generation		Load	
	Magnitude Per Unit	Phase Angle Degrees	Real MW	Reactive MVAR	Real MW	Reactive MVAR
1	1.060	0.0	232.4	- 16.9	0.0	0.0
2	1.045	- 4.98	40.0	42.4	21.7	12.7
3	1.010	- 12.72	0.0	23.4	94.2	19.0
4	1.019	- 10.33	0.0	0.0	47.8	3.9
5	1.020	- 8.78	0.0	0.0	7.6	1.6
6	1.070	- 14.22	0.0	12.2	11.2	7.5
7	1.062	- 13.37	0.0	0.0	0.0	0.0
8	1.090	- 13.36	0.0	17.4	0.0	0.0
9	1.056	- 14.94	0.0	0.0	29.5	16.6
10	1.051	- 15.10	0.0	0.0	9.0	5.8
11	1.057	- 14.79	0.0	0.0	3.5	1.8
12	1.055	- 18.07	0.0	0.0	6.1	1.6
13	1.050	- 15.16	0.0	0.0	13.5	5.8
14	1.036	- 16.04	0.0	0.0	14.9	5.0

Table A2.2 Line Data for IEEE 14-Bus System

Line No	Between Buses	Line impedance		Half Line Charging Susceptance per unit
		R per unit	X per unit	
1	1 – 2	0.01938	0.05917	0.02640
2	2 – 3	0.04699	0.19797	0.02190
3	2 – 4	0.05811	0.17632	0.01870
4	1 – 5	0.05403	0.22304	0.02460
5	2 – 5	0.05695	0.17388	0.01700
6	3 – 4	0.06701	0.17103	0.01730
7	4 – 5	0.01335	0.04211	0.0064
8	5 – 6	0.0	0.25202	0.0
9	4 – 7	0.0	0.20912	0.0
10	7 – 8	0.0	0.17615	0.0
11	4 – 9	0.0	0.55618	0.0
12	7 – 9	0.0	0.11001	0.0
13	9 – 10	0.03181	0.08450	0.0
14	6 – 11	0.09498	0.19890	0.0
15	6 – 12	0.12291	0.25581	0.0
16	6 – 13	0.06615	0.13027	0.0
17	9 – 14	0.12711	0.27038	0.0
18	10 – 11	0.8205	0.19207	0.0
19	12 – 13	0.22092	0.19988	0.0
20	13 – 14	0.17093	0.34802	0.0

Table A2.3 Transformer Data

Transformer	Between Buses	Tap Setting
1	4 - 7	0.978
2	4 - 9	0.969
3	5 - 6	0.932

Table A2.4 Shunt Capacitor Data

Bus Number	Susceptance Per Unit
9	0.190

Table A2.5 Regulated Bus Data (P – V Buses)

Bus No	Voltage Magnitude per unit	Reactive Power Limits	
		Minimum MVAR	Maximum MVAR
2	1.045	- 40.0	50.0
3	1.010	0.0	40.0
6	1.070	- 6.0	24.0
8	1.090	- 6.0	24.0

برای مقدار دهی به المان ها از مقادیر استاندارد داده شده توسط جدول های بالا استفاده میکنیم.

الف-باس ها

برای مقدار دهی به باس ها میتوان با دو بار کلیک بر روی هر باس و یا از گزینه

edit relevant object استفاده کرد.

بطور مثال برای باس ۱ با استفاده از جدول استاندارد مربوط به باس ها، چون مقادیر بصورت
پریونیت داده شده اند بایستی یک مقدار مبنای کلی برای شبکه در نظر بگیریم و سپس مقادیر
پریونیت را تبدیل کنیم.

توان ظاهری کل شبکه را $S = 400 \text{ MVA}$ در نظر میگیریم و ولتاژ مبنا را $V = 132 \text{ KV}$
از این دو مقدار مبنا می توانیم جریان نامی شبکه و سپس مقادیر مقاومت و راکتانس خطوط را
هم محاسبه کنیم.

حال برای باس ۱ با استفاده از یکی از روش های ذکر شده داریم:

Terminal - IEEE 14 Bus System\BUS1.ElmTerm

Basic Data

Name: BUS1

Type: ...

Zone: ...

Area: ...

☐ Out of Service

System Type: AC Usage: Busbar

Phase Technology: ABC

Nominal Voltage

Line-Line: 132 kV

Line-Ground: 76.21024 kV

☐ Earthed

OK Cancel Jump to ... Cubicles

Terminal - IEEE 14 Bus System\BUS1.ElmTerm

Basic Data	Voltage Control	OK
Load Flow	Target Voltage 1.06 p.u. 139.92 kV	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Delta V max 5. %	Jump to ...
Complete Short-Circuit	Delta V min -5. %	Cubicles
ANSI Short-Circuit	Priority -1	
IEC 61363		
DC Short-Circuit	Steady State Voltage Limits	
RMS-Simulation	Max. Voltage 1.06 p.u.	
EMT-Simulation	Min. Voltage 0. p.u.	
Harmonics/Power Quality	Voltage Step Change Limits	
Protection	n-1 6. %	
Optimal Power Flow	n-2 12. %	
Reliability	Busbar Fault 12. %	
Generation Adequacy		
Tie Open Point Opt.		
Description		

مقدار ولتاژ نامی باس را در قسمت Basic Data و در بخش Nominal voltage وارد میکنیم.

و در بخش Load Flow، مقدار پریونیت ولتاژ استاندارد را که در جدول داده شده است وارد میکنیم.

برای سایر باس ها از گزینه edit relevant object استفاده می کنیم، به اینصورت که بر روی آیکن آن کلیک می کنیم و سپس از بین گزینه های موجود قسمت Busbar را انتخاب میکنیم، که پنجره زیر باز می شود.

Object Filter: *.ElmTerm Expression: iUsage=0

	Name	Grid	System Type	Usage	Phase Technology	Nom.L-L Volt. kV	Nom.L-G Volt. kV	Negative Voltage	Position k
▶	BUS1	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	132.	76.21024		
▶	BUS10	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	33.	19.05256		
▶	BUS11	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	33.	19.05256		
▶	BUS12	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	33.	19.05256		
▶	BUS13	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	33.	19.05256		
▶	BUS14	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	33.	19.05256		
▶	BUS2	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	132.	76.21024		
▶	BUS3	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	132.	76.21024		
▶	BUS4	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	132.	76.21024		
▶	BUS5	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	132.	76.21024		
▶	BUS6	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	33.	19.05256		
▶	BUS7	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	1.	0.57735		
▶	BUS8	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	11.	6.35085		
▶	BUS9	IEEE 14 Bus System	AC	Busbar	ABC	33.	19.05256		

Flexible Data Scales Basic Data Load Flow VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IE

Ln 1 14 object(s) of 14 1 object(s) selected Drag & Drop

با استفاده از این پنجره میتوانیم نامگذاری تمام باس ها را در تب Basic Data در ستون Name و ولتاژدهی به تمام باس ها را در ستون Nom L-L volt KV انجام دهیم. در تب Load Flow مقادیر پریونیت استاندارد را وارد میکنیم.

Object Filter: *.ElmTerm Expression: iUsage=0

	Name	Grid	Target Voltage p.u.	Target Voltage kV	Delta V max %	Delta V min %	Priority	n-1 %	n-2 %
▶	BUS1	IEEE 14 Bus System	1.06	139.92	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS10	IEEE 14 Bus System	1.051	34.683	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS11	IEEE 14 Bus System	1.057	34.881	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS12	IEEE 14 Bus System	1.055	34.815	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS13	IEEE 14 Bus System	1.05	34.65	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS14	IEEE 14 Bus System	1.036	34.188	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS2	IEEE 14 Bus System	1.045	137.94	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS3	IEEE 14 Bus System	1.01	133.32	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS4	IEEE 14 Bus System	1.	132.	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS5	IEEE 14 Bus System	1.02	134.64	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS6	IEEE 14 Bus System	1.	33.	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS7	IEEE 14 Bus System	1.062	1.062	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS8	IEEE 14 Bus System	1.09	11.99	5.	-5.	-1	6.	12.
▶	BUS9	IEEE 14 Bus System	1.056	34.848	5.	-5.	-1	6.	12.

Flexible Data Scales Basic Data Load Flow VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IE

Ln 1 14 object(s) of 14 1 object(s) selected Drag & Drop

ب_ خطوط

مقدار دهی به خطوط با مقدار دهی با باس ها متفاوت است بگونه ای که برای مقداردهی به خطوط بایستی برای هر خط Type تعریف کنیم.

با کلیک بر روی هر خط پنجره زیر باز میشود.

Line - Grid\Line1-2.Elmlne *

Basic Data

Name: L1

Type: ...

Terminal i: Grid\BUS1\Cub_2 BUS1

Terminal j: Grid\BUS2\Cub_1 BUS2

Zone: Terminal i ...

Area: Terminal i ...

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: ...

Length of Line: 1. km

Derating Factor: 1.

Laying: Ground

Line Model

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

Sections/Line Loads

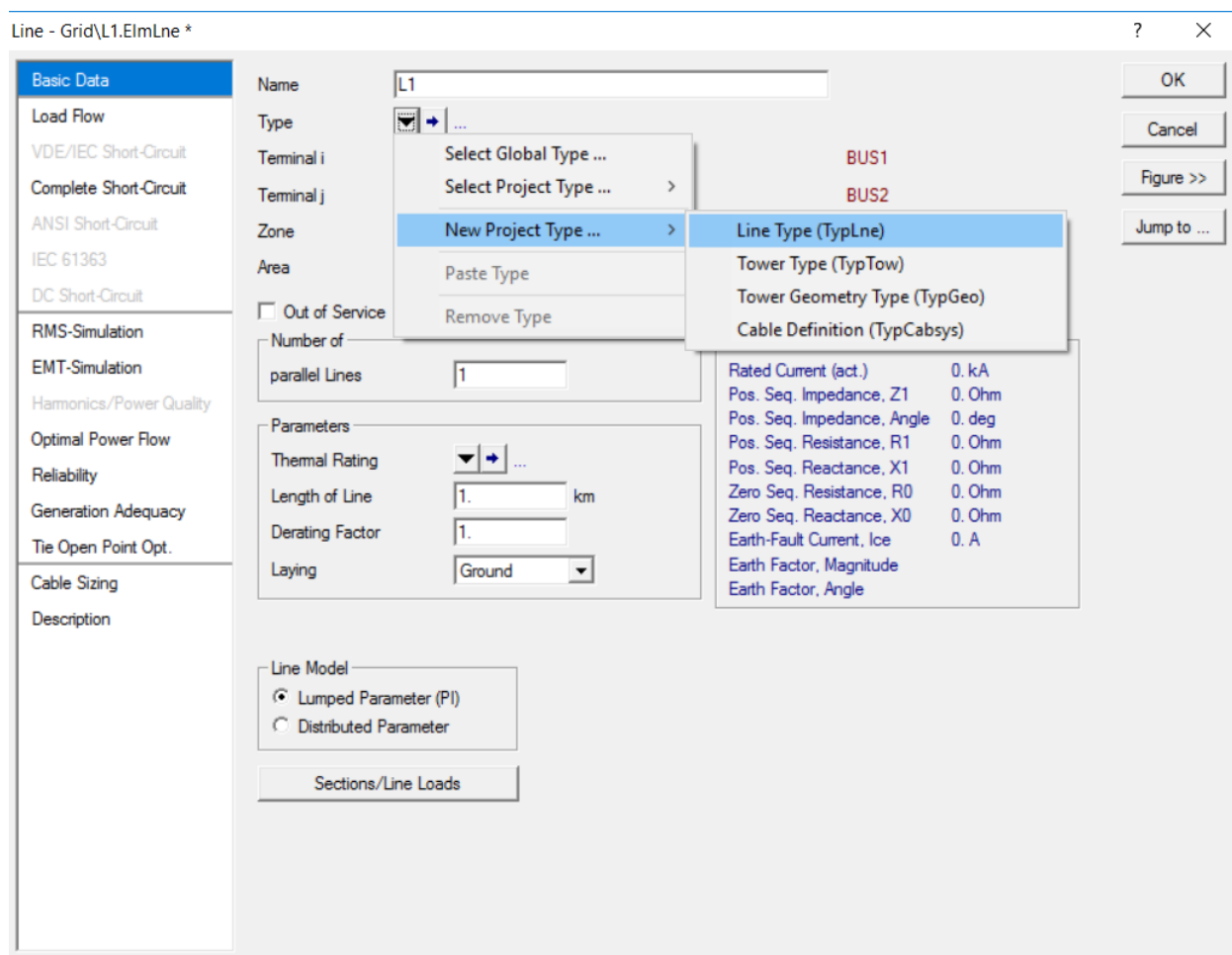
Resulting Values

Rated Current (act.)	0. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0. Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	0. deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0. Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0. Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0. Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0. Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	
Earth Factor, Angle	

OK Cancel Figure >> Jump to ...

در این پنجره میتوانیم خط را نام گذاری کنیم و در قسمت Parameters طول خط را بر حسب کیلومتر وارد کنیم.

در زیر قسمت Name گزینه Type وجود دارد که با کلیک بر روی فلشی که به سمت پایین است برای خط Type میسازیم.



همانطور که در شکل نشان داده شده است از گزینه New project Type و سپس گزینه Line Type برای خط Type میسازیم. پس از انجام مراحل ذکر شده پنجره زیر باز می شود:

در این قسمت برای **Type** ساخته شده اسم تعیین میکنیم، چون این تایپ برای خطی از باس ۱ به باس ۲ بود نام گذاری آن را بصورت **Line Type1-2** انجام دادیم.

در قسمت های دیگر، همانطور که در شکل مشخص است ولتاژ خطوط و جریان را وارد میکنیم. در قسمت پایین پنجره میبایست مقدار **AC-Resistance** و **Reactance** را با استفاده از مقادیر پریونیت داده شده در جدول استاندارد **IEEE** و مقادیر مبنای فرضی ای که در نظر گرفتیم محاسبه کنیم.

برای سایر خطوطی که دارای شرایط یکسانی هستند (به باس های یکسانی متصل هستند)

میتوان از تایپ های یکسان استفاده کرد، بطوری که میتوان از منوی **edit relevant object**

تایت یک خط را کپی کرد و برای خط دیگر قرار داد.

برای سایر خطوط نیز میتوان به همین طریق مقدار دهی کرد اما در شبکه های پیچیده تر کلیک کردن بر روی هر خط میتواند مشکل و وقت گیر باشد، لذا از منوی **edit relevant object** بصورت شکل زیر عمل میکنیم:

با کلیک بر روی گزینه **edit relevant object** و سپس انتخاب گزینه **Line** پنجره زیر باز میشود.

Name	Grid	Type TypLne, TypTow, T...	Terminal i Substation	Terminal i	Terminal j Substation	Terminal j	Zone
L1	IEEE 14 Bus System	Line Type1-2		BUS1		BUS2	
L10	IEEE 14 Bus System	Line Type6-12		BUS6		BUS12	
L11	IEEE 14 Bus System	Line Type6-13		BUS6		BUS13	
L14	IEEE 14 Bus System	Line Type9-14		BUS14		BUS9	
L15	IEEE 14 Bus System	Line Type9-10		BUS9		BUS10	
L16	IEEE 14 Bus System	Line Type10-11		BUS10		BUS11	
L17	IEEE 14 Bus System	Line Type12-13		BUS13		BUS12	
L18	IEEE 14 Bus System	Line Type13-14		BUS13		BUS14	
L2	IEEE 14 Bus System	Line Type1-2		BUS1		BUS2	
L3	IEEE 14 Bus System	Line Type1-5		BUS1		BUS5	
L4	IEEE 14 Bus System	Line Type2-5		BUS2		BUS5	
L5	IEEE 14 Bus System	Line Type2-4		BUS2		BUS4	
L6	IEEE 14 Bus System	Line Type2-3		BUS2		BUS3	
L7	IEEE 14 Bus System	Line Type3-4		BUS3		BUS4	

در این پنجره در تب **Basic Data** بطور کلی نحوه اتصال خط ها از یک باس به باس دیگر نشان داده شده است.

در این قسمت میتوانیم هر خط را نام گذاری کرده و با کلیک بر روی مستطیل ستون **Type** **Line** در مقابل هر خط، برای آن تاپ تعریف کنیم، همچنین برای خط های مشابه میتوان با یک کلیک بر روی تاپ یک خط و فشردن کلید های **ctrl+C** آن تاپ را کپی و سپس با کلیک بر روی تاپ خط مشابه دیگر و فشردن کلید های **ctrl+V** تاپ مورد نظر را برای خط مشابه دیگر قرار داد.

نمای کلی از مقادیر خطوط شبکه بصورت زیر خواهند بود:

Object Filter: *.ElmLne

	Name	Grid	Irated kA	Z1 Ohm	phiz1 deg	R1 Ohm	X1 Ohm	R0 Ohm	X0 Ohm
▶	L1	IEEE 14 Bus System	1.	21.69575	71.87321	6.75	20.619	0.	0.
✓	L10	IEEE 14 Bus System	1.	3.08523	64.29872	1.338	2.78	0.	0.
✓	L11	IEEE 14 Bus System	1.	1.59032	63.08048	0.72	1.418	0.	0.
✓	L14	IEEE 14 Bus System	1.	3.24947	64.79137	1.384	2.94	0.	0.
✓	L15	IEEE 14 Bus System	1.	0.98291	69.38937	0.346	0.92	0.	0.
✓	L16	IEEE 14 Bus System	1.	2.27278	66.8643	0.893	2.09	0.	0.
✓	L17	IEEE 14 Bus System	1.	3.23959	42.19755	2.4	2.176	0.	0.
✓	L18	IEEE 14 Bus System	1.	4.22091	63.85382	1.86	3.789	0.	0.
✓	L2	IEEE 14 Bus System	1.	21.69575	71.87321	6.75	20.619	0.	0.
✓	L3	IEEE 14 Bus System	1.	39.98404	76.3822	9.414	38.86	0.	0.
✓	L4	IEEE 14 Bus System	1.	31.87304	71.86633	9.92	30.29	0.	0.
✓	L5	IEEE 14 Bus System	1.	32.34744	71.75941	10.125	30.722	0.	0.
✓	L6	IEEE 14 Bus System	1.	35.44837	76.64666	8.187	34.49	0.	0.
✓	L7	IEEE 14 Bus System	1.	32.00357	68.61416	11.67	29.8	0.	0.
✓	L8	IEEE 14 Bus System	1.	7.6902	72.39441	2.326	7.33	0.	0.
✓	L9	IEEE 14 Bus System	1.	2.39473	64.41939	1.034	2.16	0.	0.

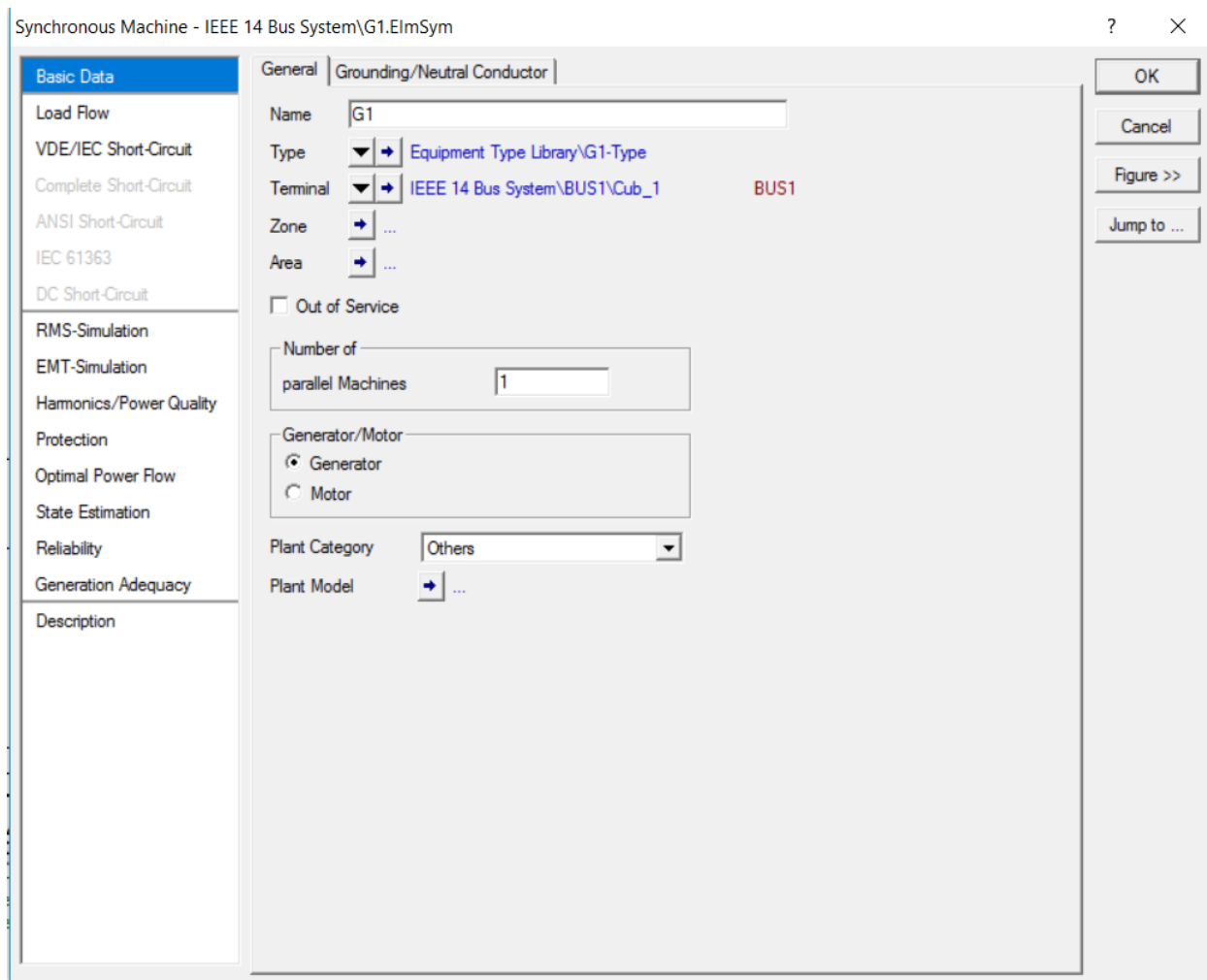
Flexible Data Scales Basic Data Load Flow VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IE

Ln 1 16 object(s) of 16 1 object(s) selected Drag & Drop

ث-ژنراتورها

برای مقدار دهی به ژنراتور ها نیز مانند خطوط و باس ها میتوانیم با کلیک بر روی هر یک از آنها و یا با استفاده از قسمت Synchronous machine در گزینه edit relevant object استفاده کرد.

برای ژنراتور ها نیز باید مانند خطوط Type تعریف کنیم، برای ژنراتور اول داریم:



در این قسمت نام ژنراتور موردنظر را انتخاب میکنیم که در اینجا نام ژنراتور اول را **G1** گذاشتیم.

در این پنجره بایستی گزینه **Generator** را انتخاب کنیم.

تعریف تاپ برای ژنراتور همانند خطوط است که بصورت زیر نشان داده شده است:

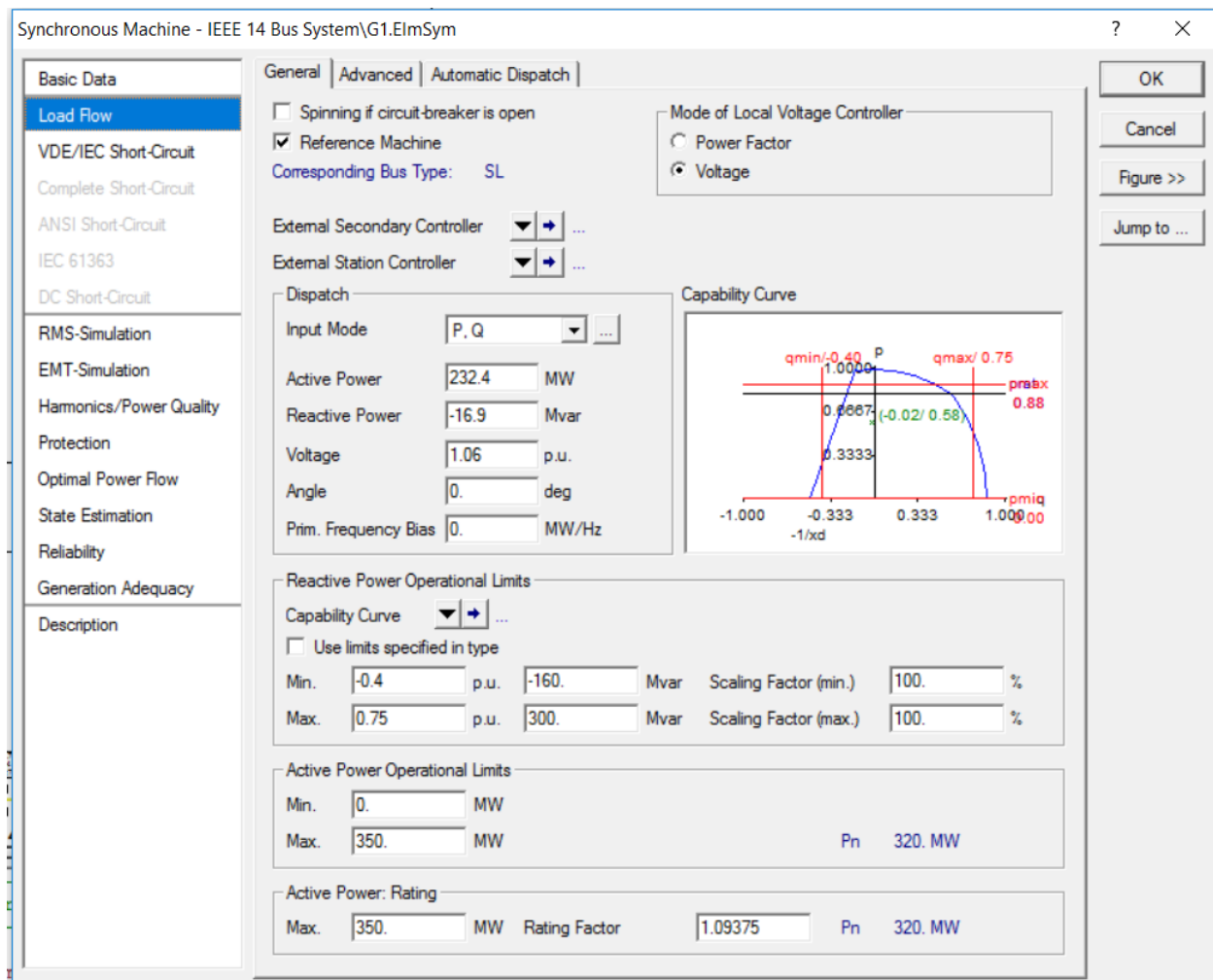
Synchronous Machine Type - Equipment Type Library\G1-Type.TypSym

Basic Data	Name	G1-Type	OK
Load Flow	Nominal Apparent Power	400. MVA	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Nominal Voltage	132. kV	
Complete Short-Circuit	Power Factor	0.8	
ANSI Short-Circuit	Connection	YN	
IEC 61363			
DC Short-Circuit			
RMS-Simulation			
EMT-Simulation			
Harmonics/Power Quality			
Protection			
Optimal Power Flow			
Reliability			
Generation Adequacy			
Description			

پس از کلیک بر روی **New project Type** پنجره بالا باز میشود.

در این پنجره مقدار توان نامی و ولتاژ نامی در نظر گرفته شده در شبکه را وارد میکنیم.

پس از مقداردهی به قسمت **Basic Data** تایپ ژنراتور بر روی **ok** کلیک میکنیم و در پنجره اول، وارد قسمت **Load Flow** می شویم و مقادیر استاندارد که در جدول داده شده است را وارد می کنیم:



در این قسمت گزینه **Reference machine** را برای ژنراتور اول تیک میزنیم، زیرا این ژنراتور به عنوان ژنراتور مرجع در شبکه قرار دارد.

در قسمت **Dispatch** قسمت **Input mode** را بر روی **P,Q** قرار میدهم زیرا مقادیر استاندارد داده شده بر حسب این مقادیر است. مقادیر را وارد کرده و سپس بر روی گزینه **OK** کلیک میکنیم، به این ترتیب مقادیری به ژنراتور اول تمام شد، مقادیری به ژنراتورهای دیگر نیز به همین ترتیب است با این تفاوت که در سایر ژنراتورها تیک **Reference machine** زده نمی شود، همچنین مقدار ولتاژها و توانهای نامی سایر ژنراتورها متفاوت است.

نمای کلی از تمام ژنراتور های شبکه با استفاده از گزینه Edit relevant object:

Name	Grid	Bus T.	Ctrl Mode	Ex. Sec. Ctrl	Ex. Sta. Ctrl	Input Mode	Act. Pow. MW	React. Pow. Mvar
G1	IEEE 14 Bus System	SL	1			PQ	232.4	-16.9
G2	IEEE 14 Bus System	PV	1			PQ	40.	42.4
G3	IEEE 14 Bus System	PV	1			PQ	0.	23.4
G6	IEEE 14 Bus System	PV	1			PQ	0.	12.2
G8	IEEE 14 Bus System	PV	1			PQ	0.	17.4

ج. ترانسفورماتورها

برای مقداردهی به ترانسفورماتورها نیز همانند ژنراتورها بایستی تاپ تعریف کنیم و مقادیر داده شده را وارد کنیم؛ در مقدار دهی به ترانسفورماتورها باید دقت کنیم که ولتاژ باس ها را به درستی وارد کنیم. مثلاً در ترانسفورماتوری که از باس ۴ به باس ۹ متصل است، سطح ولتاژ باس ۴،

132 KV است و سطح ولتاژ باس ۹، 33 KV؛ پس باید مقدار HV ترانس 132 KV و مقدار LV ترانس 33 KV باشد.

با دوبار کلیک بر روی ترانس پنجره زیر باز می شود:

2-Winding Transformer - IEEE 14 Bus System\2-Winding Transformer4-9.ElmTr2

Basic Data	General	Grounding/Neutral Conductor	OK
Load Flow	Name	2-Winding Transformer4-9	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Type	...ent Type Library\2-Winding Transformer Type(3)	Figure >>
Complete Short-Circuit	HV-Side	IEEE 14 Bus System\BUS4\Cub_12 BUS4	Jump to ...
ANSI Short-Circuit	LV-Side	IEEE 14 Bus System\BUS9\Cub_9 BUS9	
IEC 61363	Zone	HV-Side ...	
DC Short-Circuit	Area	HV-Side ...	
RMS-Simulation	☐ Out of Service		
EMT-Simulation	Number of parallel Transformers	1	Flip Connections
Harmonics/Power Quality	Thermal Rating		
Protection	Rating Factor	1. Rated Power (act.) 100. MVA	
Optimal Power Flow	☐ Auto Transformer		
State Estimation	Supplied Elements	Mark Elements in Graphic Edit Elements	
Reliability			
Generation Adequacy			
Tie Open Point Opt.			
Description			

به همان طریقی که برای خطوط و ژنراتورها تایپ تعریف کردیم برای ترانسفورماتورها نیز تایپ تعریف می‌کنیم:

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\2-Winding Transformer Type(3).TypTr2

Basic Data	Name	2-Winding Transformer Type(3)		OK
Load Flow	Technology	Three Phase Transformer		Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Rated Power	100.	MVA	
Complete Short-Circuit	Nominal Frequency	60.	Hz	
ANSI Short-Circuit	Rated Voltage			
IEC 61363	HV-Side	132.	kV	
DC Short-Circuit	LV-Side	33.	kV	
RMS-Simulation	Positive Sequence Impedance			
EMT-Simulation	Reactance x1	0.55618	p.u.	→
Harmonics/Power Quality	Resistance r1	0.	p.u.	
Protection	Zero Sequence Impedance			
Optimal Power Flow	Reactance x0	0.55618	p.u.	→
Reliability	Resistance r0	0.	p.u.	
Generation Adequacy	Vector Group			
Description	HV-Side	YN		
	LV-Side	YN		
	☐ Internal Delta Winding			
	Phase Shift	0.	*30deg	
	Name	YNyn0		

در اینجا برای تایپ این ترانس، نام انتخاب میکنیم و قسمت **technology** آن را بر روی سه فاز قرای میدهیم.

سپس مقادیر را وارد میکنیم.

باید دقت کرد که مقادیر **HV** و **LV** را همان مقادیری انتخاب کنیم که ترانس به آن متصل است.

مقدار استاندارد Transformer Tap setting را که در جداول استاندارد داده شده در تاپ ترانس و در قسمت Load Flow وارد میکنیم:

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\2-Winding Transformer Type(3).TypTr2

Basic Data | **Load Flow** | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | DC Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics/Power Quality | Protection | Optimal Power Flow | Reliability | Generation Adequacy | Description

General | **Tap Changer** | Saturation | Advanced

☒ Tap Changer 1

Type: **Ratio/Asym. Phase Shifter**

at Side: **HV**

Additional Voltage per Tap: **97.8** %

Phase of du: **0.** deg

Neutral Position: **0**

Minimum Position: **0**

Maximum Position: **0**

☐ Tap Changer 2

☐ Tap dependent impedance

OK Cancel

نمای کلی از تمام ترانسفورماتور های شبکه بصورت زیر است:

Object Filter: *.ElmTr2

	Name	Grid	Type TypTr2	HV-Side Substation	HV-Side	LV-Side Substation	LV-Side	Zone
▶ -< ✓	2-Winding Transformer4-3	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transfc		BUS4		BUS9	
-< ✓	2-Winding Transformer4-7	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transfc		BUS4		BUS7	
-< ✓	2-Winding Transformer5-6	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transfc		BUS5		BUS6	
-< ✓	2-Winding Transformer8-7	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transfc		BUS8		BUS7	
-< ✓	2-Winding Transformer9-7	IEEE 14 Bus System	2-Winding Transfc		BUS9		BUS7	

Flexible Data | Scales | **Basic Data** | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IE

Ln 1 | 5 object(s) of 5 | 1 object(s) selected | Drag & Drop

چ. بارها

از آنجایی که بارها نیازی به تایپ ندارند، مقادیر آنها را میتوان به راحتی از قسمت Load در منوی Edit relevant objects وارد کرد:

Object Filter: *.ElmLod

	Name	Grid	Input Mode	Balanced/Unbala...	Act.Pow. MW	React.Pow. Mvar	App.Pow. MVA	I kA	Pow.
▶	Load10	IEEE 14 Bus System	DEF	0	9.	5.8	10.70701	0.18732	
▼	Load11	IEEE 14 Bus System	DEF	0	3.5	1.8	3.93573	0.06885	
▼	Load12	IEEE 14 Bus System	DEF	0	6.1	1.6	6.30634	0.11033	
▼	Load13	IEEE 14 Bus System	DEF	0	13.5	5.8	14.6932	0.25706	
▼	Load14	IEEE 14 Bus System	DEF	0	14.9	5.	15.71655	0.27496	
▼	Load2	IEEE 14 Bus System	PQ	0	21.7	12.7	25.14319	0.10997	
▼	Load3	IEEE 14 Bus System	DEF	0	94.2	19.	96.09703	0.42031	
▼	Load4	IEEE 14 Bus System	DEF	0	47.8	3.9	47.95884	0.20976	
▼	Load5	IEEE 14 Bus System	DEF	0	7.6	1.6	7.76659	0.03397	
▼	Load6	IEEE 14 Bus System	DEF	0	11.2	7.5	13.47924	0.23582	
▼	Load9	IEEE 14 Bus System	DEF	0	29.5	16.6	33.84982	0.59221	

Flexible Data Scales Basic Data Load Flow VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IE

Ln 1 11 object(s) of 11 1 object(s) selected Drag & Drop

خ-فیلتر موازی

برای مقدار دهی به فیلتر موازی کاپیسیت ولتاژ باس و مقدار Susceptance آن را که در جدول استاندارد قرار دارد وارد کنیم.

Shunt/Filter - IEEE 14 Bus System\Shunt/Filter.ElmShnt

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | DC Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics/Power Quality | Optimal Power Flow | Reliability | Generation Adequacy | Description

General | Measurement Report | Zero Sequence/Neutral Conductor

Name: Shunt/Filter

Terminal: IEEE 14 Bus System\BUS9\Cub_10 BUS9

Zone: ...

Area: ...

☐ Out of Service

System Type: AC Technology: 3PH-Y

Nominal Voltage: 33. kV

Shunt Type: C

Input Mode: Layout Parameter

Controller

Max. No. of Steps: 1 Max. Rated Reactive Power 19. Mvar

Act.No. of Step: 1 Actual Reactive Power 19. Mvar

☐ According to Measurement Report

Design Parameter (per Step)

Rated Reactive Power, C: 19. Mvar

Loss Factor, tan(delta): 0.

Layout Parameter (per Step)

Susceptance: 17447.2 uS

Parallel Conductance: 0. uS

OK Cancel Figure >> Jump to ...

Shunt/Filter - IEEE 14 Bus System\Shunt/Filter.ElmShnt

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | DC Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics/Power Quality | Optimal Power Flow | Reliability | Generation Adequacy | Description

General | Measurement Report | Zero Sequence/Neutral Conductor

Terminal to Ground Capacitance (per Step)

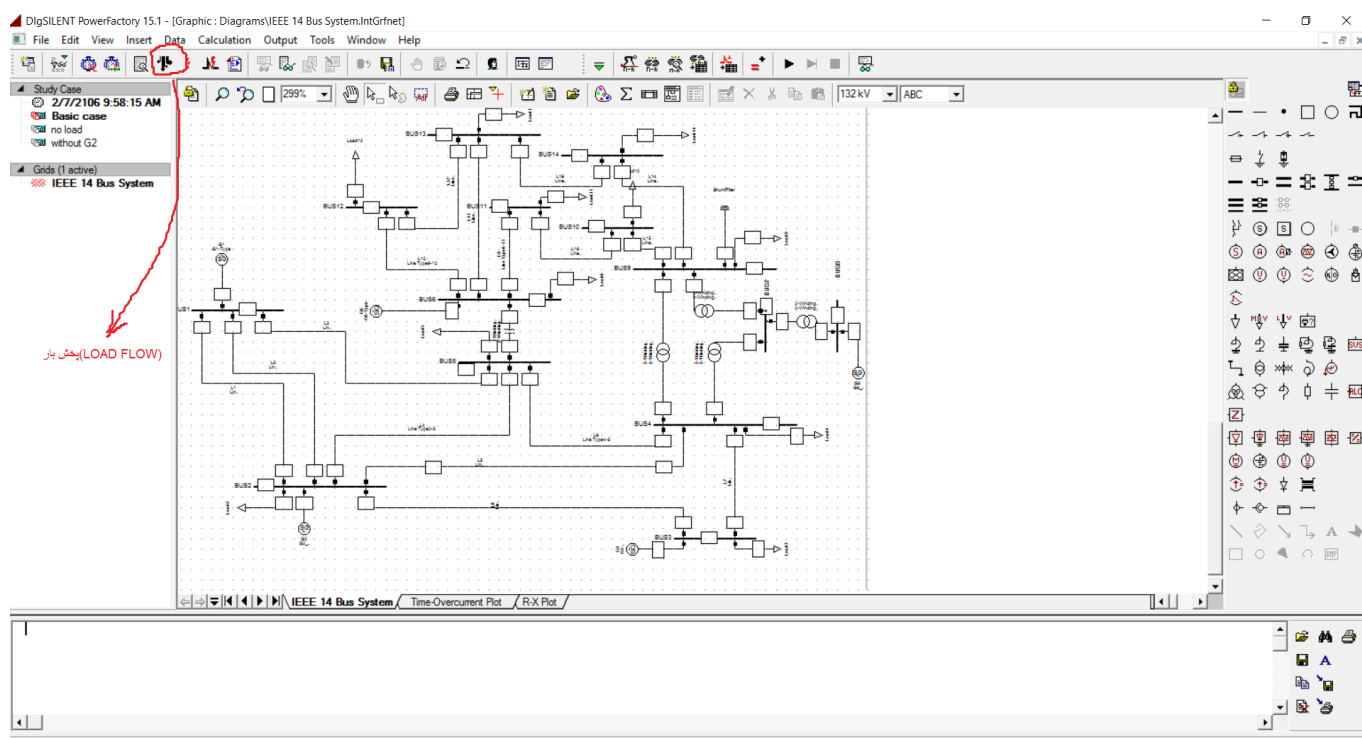
Susceptance to Ground: 0.19 nS

OK Cancel Figure >> Jump to ...

پخش بار (LOAD FLOW)

پس از رسم دیاگرام تک خطی سیستم ۱۴ باس و نام گذاری و مقداردهی المان های آن

با استفاده از گزینه  در نوار دوم نرم افزار که در شکل زیر نشان داده شده پخش بار میگیریم:



با کلیک بر روی گزینه پخش بار پنجره زیر باز می‌شود:

Load Flow Calculation - Study Cases\Basic case\Load Flow Calculation.ComLdf

Basic Options

Active Power Control

Advanced Options

Iteration Control

Outputs

Load/Generation Scaling

Low Voltage Analysis

Advanced Simulation Options

Calculation Method

☒ AC Load Flow, balanced, positive sequence

☐ AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)

☐ DC Load Flow (linear) ☐ Consider Availability Factors

Reactive Power Control

☒ Automatic Tap Adjust of Transformers

☒ Automatic Shunt Adjustment

☐ Consider Reactive Power Limits

☐ Consider Reactive Power Limits Scaling Factor

Temperature Dependency: Line/Cable Resistances

☒ ...at 20°C

☐ ...at Maximum Operational Temperature

Load Options

☐ Consider Voltage Dependency of Loads

☐ Feeder Load Scaling

☐ Consider Coincidence of Low-Voltage Loads

Scaling Factor for

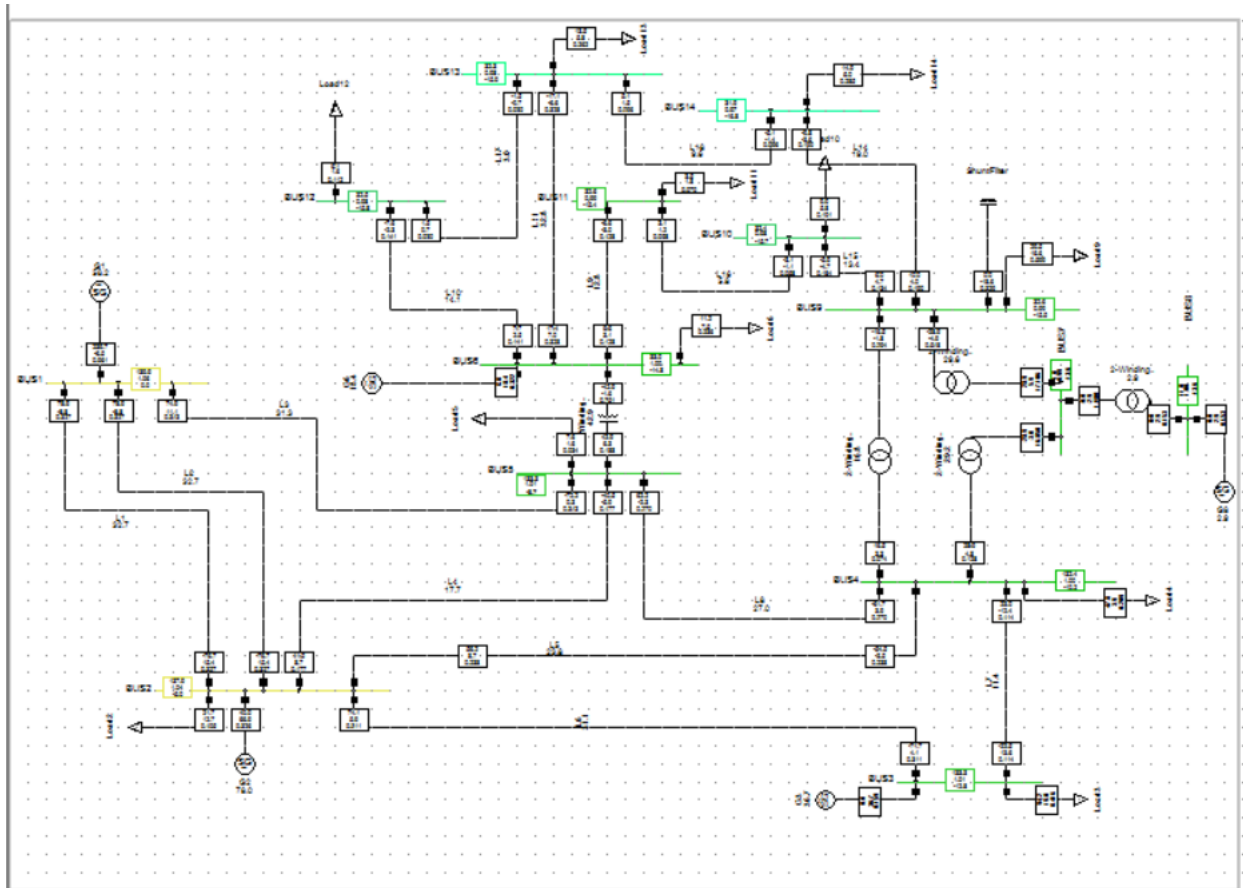
Night Storage Heaters %

Execute

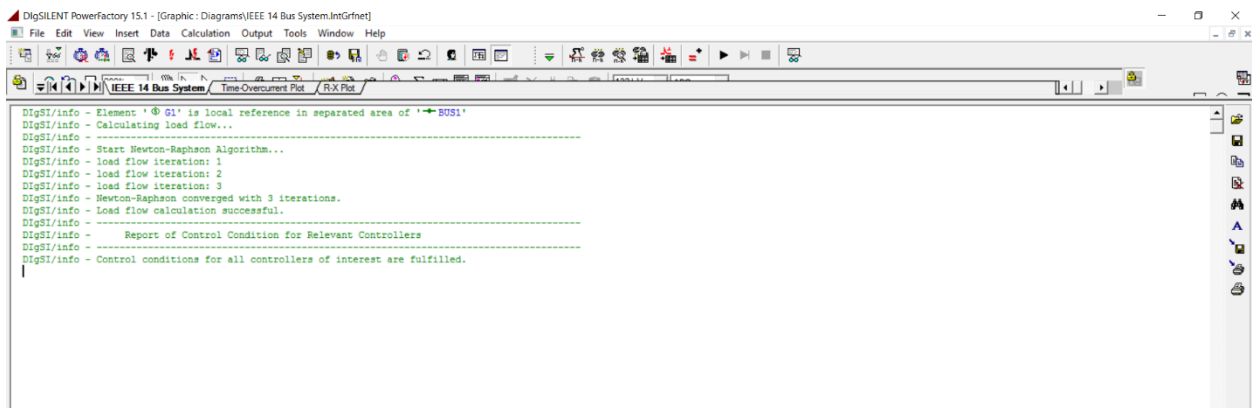
Close

Cancel

که با کلیک بر روی گزینه **Execute** پخش بار گرفته می‌شود که نتایج حاصل شده در شکل صفحه بعد مشاهده می‌شود:

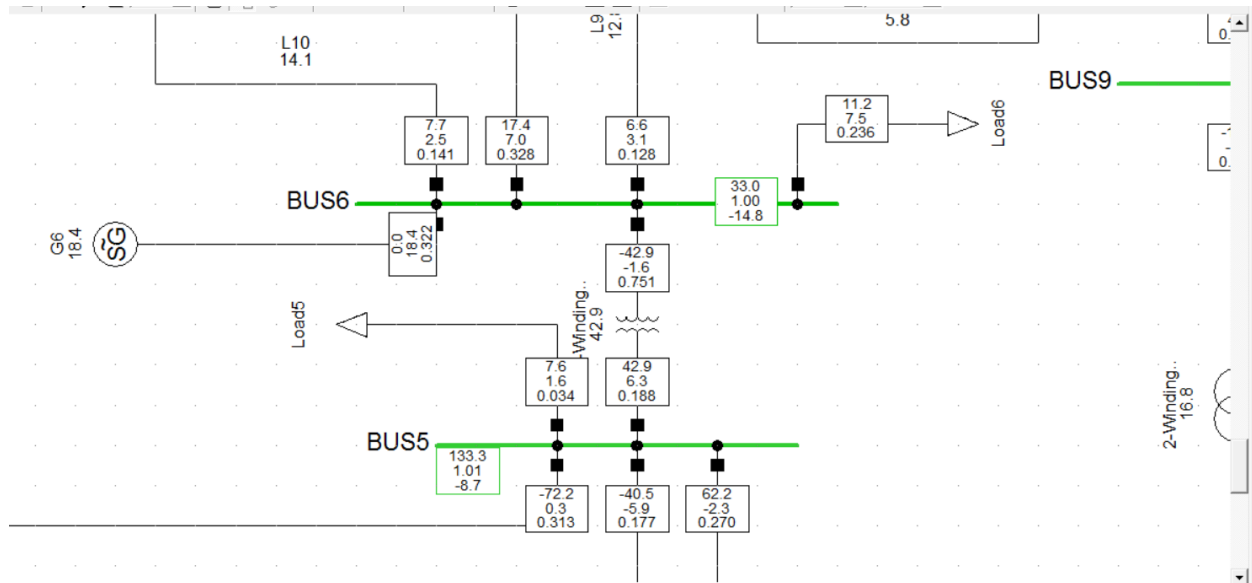


با کلیک بر روی گزینه Maximize output window در نوار دوم نرم افزار، پنجره خروجی را بزرگ میکنیم تا نتایج حاصل شده را ببینیم.

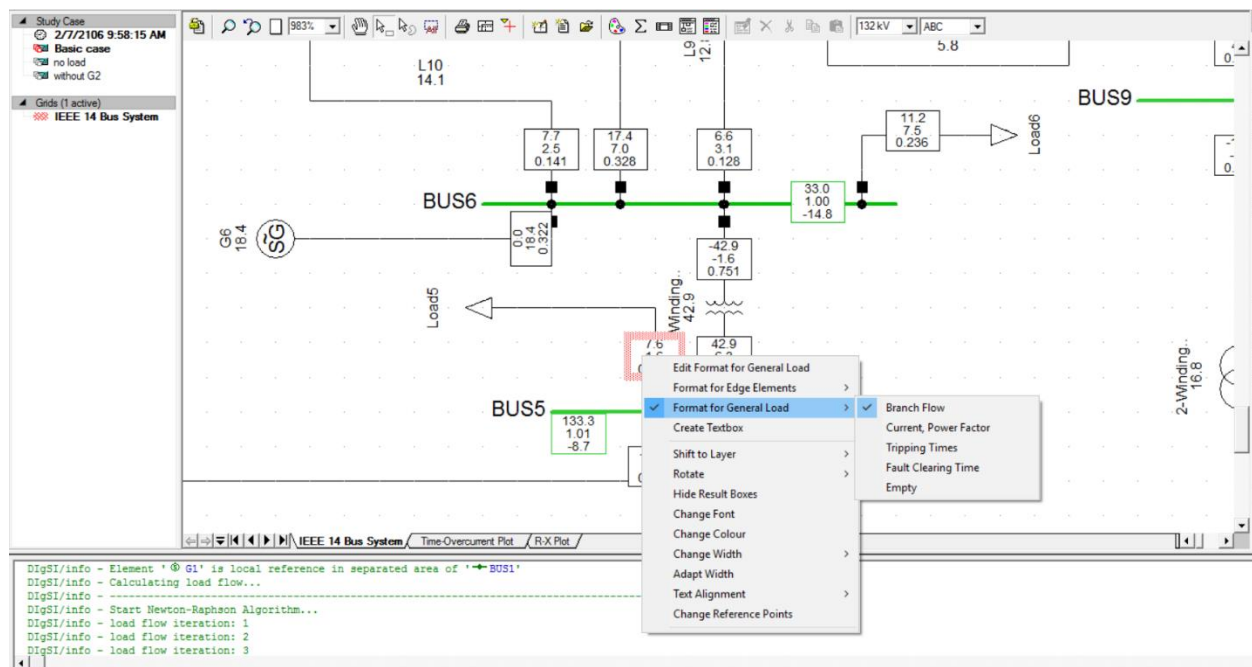


همانطور که مشاهده می شود، پخش بار بدون خطا با موفقیت انجام شده است.

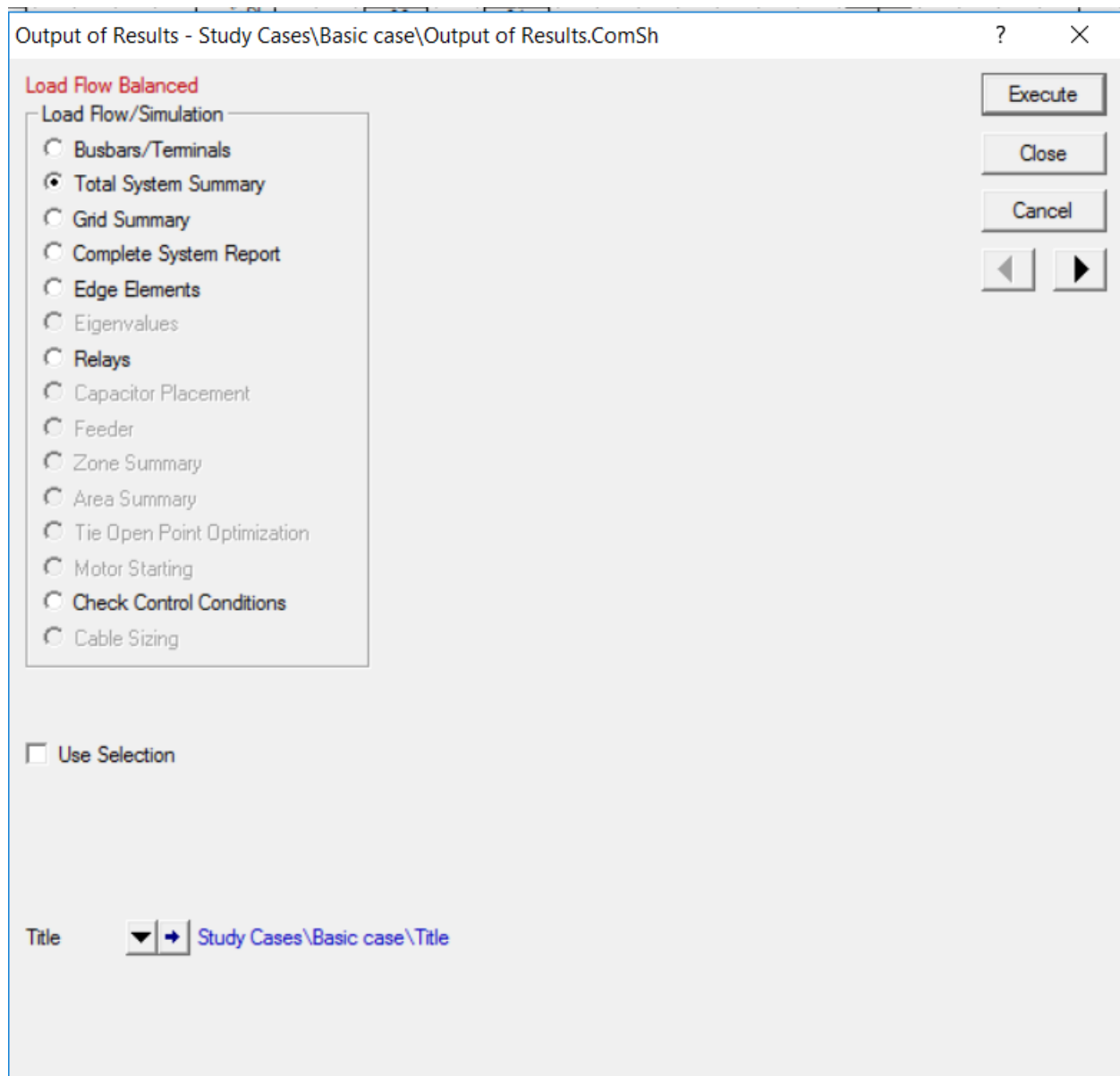
بر روی هر المان مستطیلی وجود دارد که نتایج پخش بار بر روی آن المان را نشان می‌دهد.
 بطور مثال برای باس های ۵ و ۶ داریم:



میتوان با کلیک راست کردن بر روی هر کدام از مستطیل ها فرمت نمایش نتایج را تغییر داد:



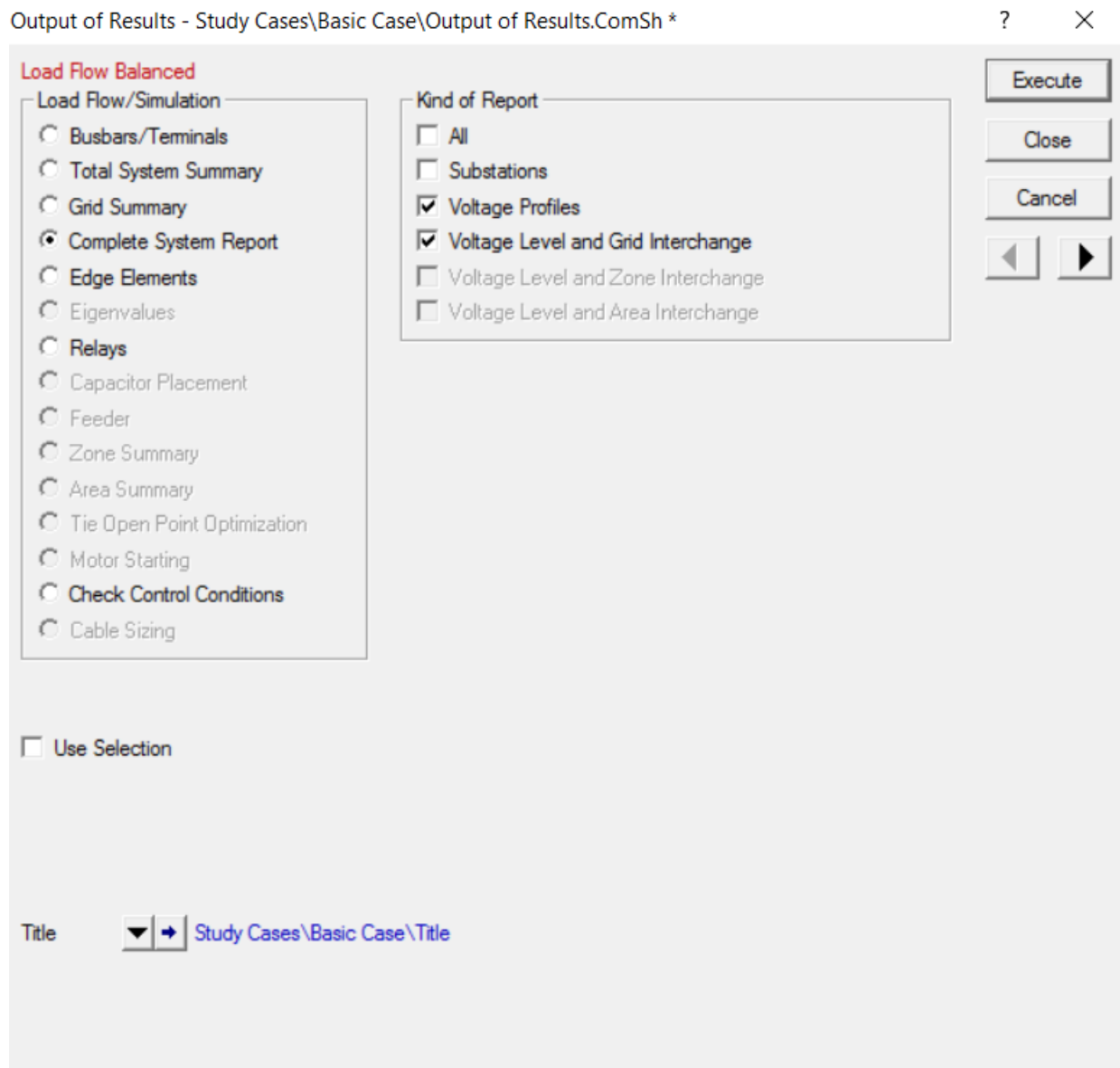
با استفاده از گزینه  Output calculation analysis پنجره زیر باز می شود:



با تیک زدن گزینه **Total System summary** و سپس کلیک بر روی **Execute** یک خلاصه ای از سیستم در خروجی نمایش داده می شود که با بزرگ کردن پنجره خروجی، نتایج را در شکل صفحه بعد ملاحظه می کنیم:

					DigSILENT	Project:
					PowerFactory	
					15.1.7	Date: 1/15/2020
Load Flow Calculation					Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence		No
Automatic Tap Adjust of Transformers			Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for		
Consider Reactive Power Limits			No	Nodes		1.00 kVA
				Model Equations		0.10 %
Total System Summary			Study Case: Basic case		Annex:	/ 1
No. of Substations	0	No. of Busbars	14	No. of Terminals	0	No. of Lines 16
No. of 2-w Trfs.	5	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	5	No. of asyn.Machines 0
No. of Loads	11	No. of Shunts	1	No. of SVS	0	
Generation	=	272.69 MW	118.42 Mvar	297.30 MVA		
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Load P(U)	=	259.00 MW	81.30 Mvar	271.46 MVA		
Load P(Un)	=	259.00 MW	81.30 Mvar	271.46 MVA		
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar			
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Grid Losses	=	13.69 MW	55.70 Mvar			
Line Charging	=		0.00 Mvar			
Compensation ind.	=		0.00 Mvar			
Compensation cap.	=		-18.58 Mvar			
Installed Capacity	=	660.00 MW				
Spinning Reserve	=	302.31 MW				
Total Power Factor:						
Generation	=	0.92 [-]				
Load/Motor	=	0.95 / 0.00 [-]				

برای مشاهده جزئیات تک تک المان ها در گزینه **Output Calculation Analysis** تیک گزینه **Complete System Report** را علامت میزنیم، با علامت زدن این گزینه نرم افزار از ما میخواهد که گزارش چه قسمتی را میخواهیم، که در شکل زیر نشان داده شده است:



حال ما فرض میکنیم که اطلاعات تمام المان ها را میخواهیم، پس تیک گزینه **All** را میزنیم، سپس با کلیک بر روی **Execute** محاسبات انجام شده و در خروجی خواهیم داشت:

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 1/18/2020
--	--	-------------------------------------	-----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	Yes No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	No 1.00 kVA 0.10 %

Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys				Study Case: Basic Case					Annex:		/ 1		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
BUS1															
Cub_1	/Sym	G1			232.69	-6.52	1.00	0.96	58.20	Typ:	SL				
Cub_2	/Lne	L1			78.88	-8.81	0.99	0.33	32.75	Pv:	2171.90 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_3	/Lne	L2			78.88	-8.81	0.99	0.33	32.75	Pv:	2171.90 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_4	/Lne	L3			74.94	11.10	0.99	0.31	31.26	Pv:	2759.43 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L:	1.00 km
BUS10															
Cub_3	/Lod	Load10		-15.68	9.00	5.80	0.84	0.19		P10:	9.00 MW	Q10:	5.80 Mvar		
Cub_1	/Lne	L15			-5.94	-4.67	-0.79	0.13	13.45	Pv:	18.77 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_2	/Lne	L16			-3.06	-1.13	-0.94	0.06	5.80	Pv:	9.02 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
BUS11															
Cub_3	/Lod	Load11		-15.39	3.50	1.80	0.89	0.07		P10:	3.50 MW	Q10:	1.80 Mvar		
Cub_1	/Lne	L16			3.07	1.16	0.94	0.06	5.80	Pv:	9.02 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_4	/Lne	L9			-6.57	-2.96	-0.91	0.13	12.75	Pv:	50.46 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
BUS12															
Cub_3	/Lod	Load12		-15.77	6.10	1.60	0.97	0.11		P10:	6.10 MW	Q10:	1.60 Mvar		
Cub_1	/Lne	L17			1.51	0.71	0.91	0.03	2.97	Pv:	6.34 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_4	/Lne	L10			-7.61	-2.31	-0.96	0.14	14.14	Pv:	80.22 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
BUS13															
Cub_4	/Lod	Load13		-15.85	13.50	5.80	0.92	0.26		P10:	13.50 MW	Q10:	5.80 Mvar		
Cub_1	/Lne	L11			-17.14	-6.56	-0.93	0.33	32.78	Pv:	232.12 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_2	/Lne	L17			-1.50	-0.70	-0.91	0.03	2.97	Pv:	6.34 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_3	/Lne	L18			5.15	1.46	0.96	0.10	9.56	Pv:	50.96 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km

Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys				Study Case: Basic Case				Annex:		/ 2		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BUS14														
Cub_3	33.00	0.97	31.86	-16.79	14.90	5.00	0.95	0.28		P10:	14.90 MW	Q10:	5.00 Mvar	
Cub_1	/Lod	Load14			-5.10	-1.36	-0.97	0.10	9.56	Pv:	50.96 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_2	/Lne	L18			-9.80	-3.64	-0.94	0.19	18.95	Pv:	149.12 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
BUS2														
Cub_6	132.00	1.04	137.94	-5.01	40.00	66.92	0.51	0.33	77.96	Typ:	PV			
Cub_7	/Sym	G2			21.70	12.70	0.86	0.11		P10:	21.70 MW	Q10:	12.70 Mvar	
Cub_7	/Lod	Load2			-76.71	15.44	-0.98	0.33	32.75	Pv:	2171.90 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_1	/Lne	L1			-76.71	15.44	-0.98	0.33	32.75	Pv:	2171.90 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_4	/Lne	L2			56.18	8.75	0.99	0.24	23.80	Pv:	1720.06 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_4	/Lne	L5			74.08	5.87	1.00	0.31	31.10	Pv:	2375.98 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_5	/Lne	L6			41.46	8.72	0.98	0.18	17.73	Pv:	935.64 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_8	/Lne	L4												
BUS3														
Cub_3	132.00	1.01	133.32	-12.85	94.20	19.00	0.98	0.42		P10:	94.20 MW	Q10:	19.00 Mvar	
Cub_4	/Lod	Load3			0.00	36.71	0.00	0.16	36.71	Typ:	PV			
Cub_1	/Sym	G3			-71.70	4.14	-1.00	0.31	31.10	Pv:	2375.98 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_2	/Lne	L6			-22.50	13.57	-0.86	0.11	11.38	Pv:	453.26 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
BUS4														
Cub_6	132.00	1.00	132.40	-10.15	47.80	3.90	1.00	0.21		P10:	47.80 MW	Q10:	3.90 Mvar	
Cub_10	/Lod	Load4			-61.71	3.92	-1.00	0.27	26.96	Pv:	507.29 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_11	/Lne	L8			28.88	4.79	0.99	0.13	29.19	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0
Cub_12	/Tr2	2-Winding Transfor			16.54	3.33	0.98	0.07	16.82	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0
Cub_2	/Lne	L5			-54.46	-3.53	-1.00	0.24	23.80	Pv:	1720.06 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_3	/Lne	L7			22.95	-12.41	0.88	0.11	11.38	Pv:	453.26 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
BUS5														
Cub_5	132.00	1.01	133.31	-8.66	7.60	1.60	0.98	0.03		P10:	7.60 MW	Q10:	1.60 Mvar	
Cub_1	/Lod	Load5			-72.18	0.29	-1.00	0.31	31.26	Pv:	2759.43 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_6	/Lne	L3			-40.52	-5.86	-0.99	0.18	17.73	Pv:	935.64 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_7	/Lne	L4			62.22	-2.32	1.00	0.27	26.96	Pv:	507.29 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_8	/Tr2	2-Winding Transfor			42.88	6.29	0.99	0.19	42.91	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0

Grid: IEEE 14 Bus System				System Stage: IEEE 14 Bus Sys			Study Case: Basic Case				Annex:				/ 3	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
BUS6																
Cub_5	33.00	1.00	33.00	-14.80						P10:	11.20 MW	Q10:	7.50 Mvar			
/Lod					11.20	7.50	0.83	0.24		Typ:	PV					
Cub_6	/Sym				0.00	18.40	0.00	0.32	18.40	Pv:	232.12 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km	
Cub_2	/Lne				17.37	7.01	0.93	0.33	32.78	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Cub_7	/Tr2				-42.88	-1.65	-1.00	0.75	42.91	Pv:	50.46 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km	
Cub_8	/Lne				6.62	3.06	0.91	0.13	12.75	Pv:	80.22 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km	
Cub_9	/Lne				7.69	2.48	0.95	0.14	14.14	Pv:						
BUS7																
Cub_4	1.00	0.99	0.99	-13.62						Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
/Tr2					-28.88	-3.01	-0.99	16.85	29.19	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Cub_5	/Tr2				-0.00	-2.90	-0.00	1.68	2.91	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Cub_6	/Tr2				28.88	5.91	0.98	17.11	29.63	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
BUS8																
Cub_2	11.00	1.00	11.00	-13.62						Typ:	PV					
/Sym					0.00	2.91	0.00	0.15	2.91	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Cub_3	/Tr2				0.00	2.91	0.00	0.15	2.91	Tap:						
BUS9																
Cub_10	33.00	0.99	32.63	-15.47						P10:	29.50 MW	Q10:	16.60 Mvar			
/Shnt					0.00	-18.58	0.00	0.33		Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Cub_5	/Lod				29.50	16.60	0.87	0.60		Pv:	18.77 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km	
Cub_11	/Tr2				-28.88	-4.94	-0.99	0.52	29.63	Pv:	149.12 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km	
Cub_3	/Lne				5.96	4.72	0.78	0.13	13.45	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Cub_4	/Lne				9.95	3.96	0.93	0.19	18.95	Tap:						
Cub_9	/Tr2				-16.54	-1.75	-0.99	0.29	16.82	Tap:						

همانطور که مشاهده میشود در ۳ جدول بالا تمام اطلاعات المان های هر باس بصورت مجزاء،اعم از میزان توان ها،ضریب توان،مقدار ولتاژ و جریان ها طول خطوط،بارها و... نشان داده شده است.

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 1/18/2020	
Load Flow Calculation					
Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange					
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		Yes No		Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	
				No 1.00 kVA 0.10 %	
Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: Basic Case	
				Annex: / 4	
		Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]	
rtd.V [kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	
					-10 -5 0 +5 +10
BUS1	132.00	1.060	139.92	0.00	
BUS10	33.00	0.983	32.44	-15.68	
BUS11	33.00	0.988	32.59	-15.39	
BUS12	33.00	0.984	32.48	-15.77	
BUS13	33.00	0.980	32.32	-15.85	
BUS14	33.00	0.966	31.86	-16.79	
BUS2	132.00	1.045	137.94	-5.01	
BUS3	132.00	1.010	133.32	-12.85	
BUS4	132.00	1.003	132.40	-10.15	
BUS5	132.00	1.010	133.31	-8.66	
BUS6	33.00	1.000	33.00	-14.80	
BUS7	1.00	0.995	0.99	-13.62	
BUS8	11.00	1.000	11.00	-13.62	
BUS9	33.00	0.989	32.63	-15.47	

در این جدول میزان درصدی که هر باس از مقدار نامی ولتاژ خود تغییر کرده است نشان داده شده است.

					DigSILENT PowerFactory 15.1.7			Project: Date: 1/18/2020													
Load Flow Calculation											Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange										
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits						Yes No		Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations						No 1.00 kVA 0.10 %							
Grid: IEEE 14 Bus System				System Stage: IEEE 14 Bus Sys				Study Case: Basic Case					Annex:		/ 5						
Volt. Generation Level		Motor Load		Load		Compen-sation		External Infeed		Interchange to		Power Interchange		Total Losses		Load Losses		Noload Losses			
[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]				[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]			
[kV]																					
1.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00			
0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00			
										11.00 kV		-0.00		0.00		0.00		0.00			
										33.00 kV		-2.90		0.01		0.01		0.00			
										132.00 kV		28.88		-0.00		-0.00		0.00			
												5.91		0.97		0.97		0.00			
												-28.88		-0.00		-0.00		0.00			
												-3.01		1.78		1.78		0.00			
11.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00			
2.91		0.00		0.00		0.00		0.00		1.00 kV		0.00		0.00		0.00		0.00			
												2.91		0.01		0.01		0.00			
33.00		0.00		0.00		87.70		0.00		0.00		0.60		0.60		0.60		0.00			
18.40		0.00		0.00		44.10		-18.58		0.00		1.23		1.23		1.23		0.00			
										1.00 kV		-28.88		-0.00		-0.00		0.00			
										132.00 kV		-4.94		0.97		0.97		0.00			
												-59.42		0.00		0.00		0.00			
												-3.40		6.21		6.21		0.00			
132.00		272.69		0.00		171.30		0.00		0.00		13.10		13.10		13.10		0.00			
97.11		0.00		0.00		37.20		0.00		0.00		45.50		45.50		45.50		0.00			
										1.00 kV		28.88		-0.00		-0.00		0.00			
										33.00 kV		4.79		1.78		1.78		0.00			
												59.42		0.00		0.00		0.00			
												9.62		6.21		6.21		0.00			
Total:		272.69		0.00		259.00		0.00		0.00		0.00		13.69		13.69		0.00			
118.42		0.00		0.00		81.30		-18.58		0.00		0.00		55.70		55.70		0.00			

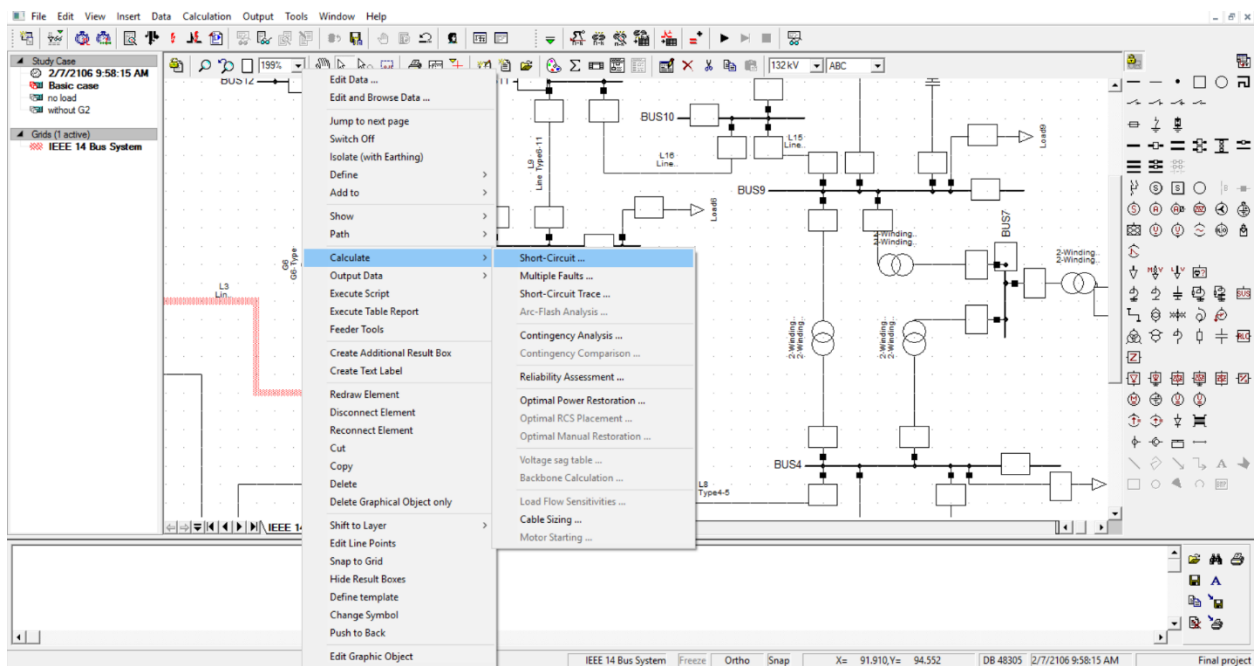
					DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 1/18/2020			
Load Flow Calculation					Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange					
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits					Yes No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations				No 1.00 kVA 0.10 %
Total System Summary					Study Case: Basic Case				Annex: / 6	
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	Noload Losses		
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]		
\koorosh\Final project\Network Model\Network Data\IEEE 14 Bus System										
272.69	0.00	259.00	0.00	0.00	0.00	13.69	13.69	0.00		
118.42	0.00	81.30	-18.58	0.00	0.00	55.70	55.70	0.00		
Total:										
272.69	0.00	259.00	0.00	0.00		13.69	13.69	0.00		
118.42	0.00	81.30	-18.58	0.00		55.70	55.70	0.00		

در این دو جدول هم بطور کلی مقدار بار ها و ژنراتورها در هر باس محاسبه شده است.

محاسبات اتصال کوتاه

برای محاسبه خطای اتصال کوتاه میتوان با کلیک راست کردن بر روی هر المان از شبکه که میخواهیم اتصال کوتاه را بر روی آن بی اندازیم و سپس از گزینه **Calculate** و سپس با استفاده از گزینه **short-circuit** نحوه اتصال کوتاه مورد نظر را انتخاب کنیم.

بطور مثال با کلیک راست کردن بر روی **L3** میخواهیم خطای اتصال کوتاه را بر روی این خط بررسی کنیم.



Short-Circuit Calculation - Study Cases\Basic case\Short-Circuit Calculation.ComShc *

Basic Options

Method: **complete** Select 'complete' method to calculate multiple faults.

Fault Type: **3-Phase Short-Circuit** ☐ Multiple Faults

Calculate: **Max. Short-Circuit Currents**

Load Flow: **Study Cases\Basic case\Load Flow Calculation**

Short-Circuit Duration

Break Time: **0.1** s Used Break Time: **global**

Fault Clearing Time (tth): **1.** s

Fault Impedance

☐ Enhanced Fault Impedance Definition

Resistance, Rf: **0.** Ohm

Reactance, Xf: **0.** Ohm

Fault Location

At: **User Selection**

User Selection: **IEEE 14 Bus System\L3**

☒ **Show Output**

Command: **Study Cases\Basic case\Output of Results**

Shows: **Fault Locations with Feeders**

Short-Circuit at Branch/Line

Fault Distance from:

☒ Terminal i: **... IEEE 14 Bus System\BUS1** Length of line: **1. km**

☐ Terminal j: **... IEEE 14 Bus System\BUS5** Absolute: **0.9 km**

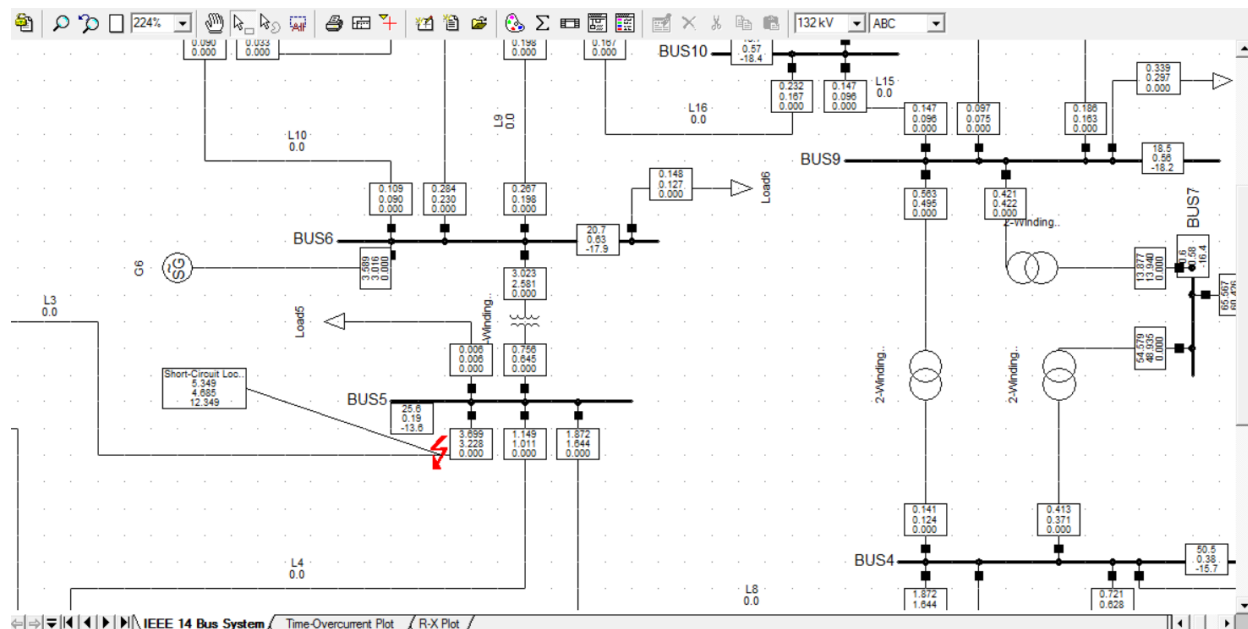
Relative: **90.** %

Buttons: Execute, Close, Cancel, Contents

در این پنجره می توانیم محاسبات اتصال کوتاه را تنظیم کنیم. بطور مثال بایستی **method** را بر روی **complete** و **Fault Type** را بر روی **3-phase short-circuit** قرار می دهیم.

در پایین این پنجره در قسمت **Short-circuit at Branch/Line** محلی از خط را که میخواهیم اتصال کوتاه در آن اتفاق بیوفتد انتخاب میکنیم. بطور مثال میخواهیم این خط را در ۹۰٪ طول این خط اتفاق بیوفتد، بنابراین مقدار **Relative** را بر روی ۹۰٪ قرار میدهم. که بیانگر این است که خطای اتصال کوتاه بر روی ۹۰٪ طول خط ۳ که برابر ۱ کیلومتر است اتفاق می افتد.

پس از کلیک بر روی گزینه **Execute** محاسبات اتصال کوتاه در پنجره خروجی نمایش داده می شود که با بزرگ کردن پنجره خروجی این محاسبات به شکل زیر خواهند بود.



همانطور که در شکل اول مشخص است، خطای اتصال کوتاه در نقطه ای به فاصله ۹۰٪ طول خط اتفاق افتاده است.

Short-Circuit Calculation complete					3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents								
					Short-Circuit Duration								
					Break Time 0.10 s								
					Fault Clearing Time (Ith) 1.00 s								
Fault Distance from Terminal i: ... work Data\IEEE 14 Bus System\BUS1					Absolute 0.90 km								
Line: \koorosh\Final project\Network Model\Network Data\IEEE 14 Bus System\L3					Relative 90.00 %								
Grid: IEEE 14 Bus System					System Stage: IEEE 14 Bus System								
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	Ith			
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
Fault Location:													
L3	0.00	0.00	1.00	1222.98	5.35	-86.13	4.69	-86.05	12.35	4.74	7.55	5.41	
between:													
BUS1	/IEEE 14	132.00	60.38	-1.15									
L1	BUS2			114.51	0.50	-42.65							
L2	BUS2			114.51	0.50	-42.65							
L3	BUS5			383.59	1.68	-77.53							
G1				586.29	2.56	-64.62							
land:													
BUS5	/IEEE 14	132.00	14.79	-13.64									
L3	BUS1			845.65	3.70	-90.02							
L4	BUS2			262.78	1.15	103.39							
L8	BUS4			428.03	1.87	89.80							
2-Winding Transformer	BUS6			172.79	0.76	70.25							
Load5				1.48	0.01	-25.53							

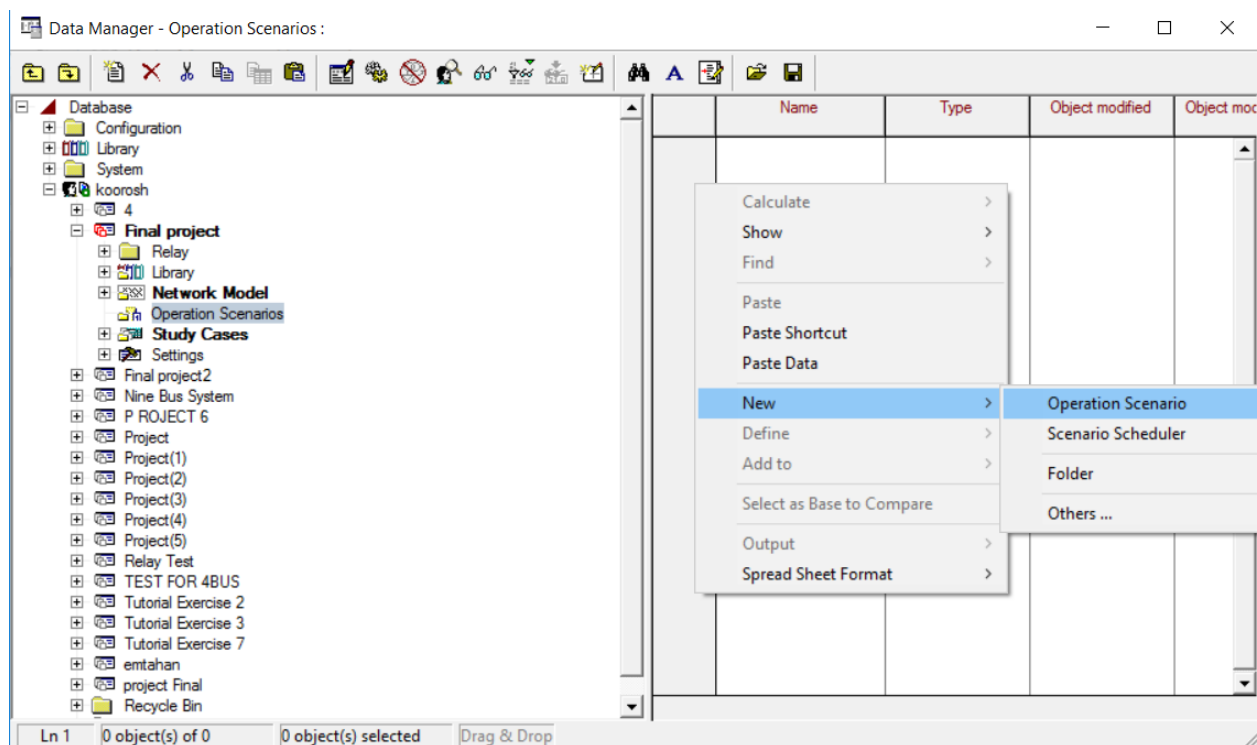
در جدول نشان داده شده در خروجی که نشان دهنده نتایج اتصال کوتاه است، محاسبات توان و جریان های اتصال کوتاه در نقطه ی خطا نشان داده شده است.

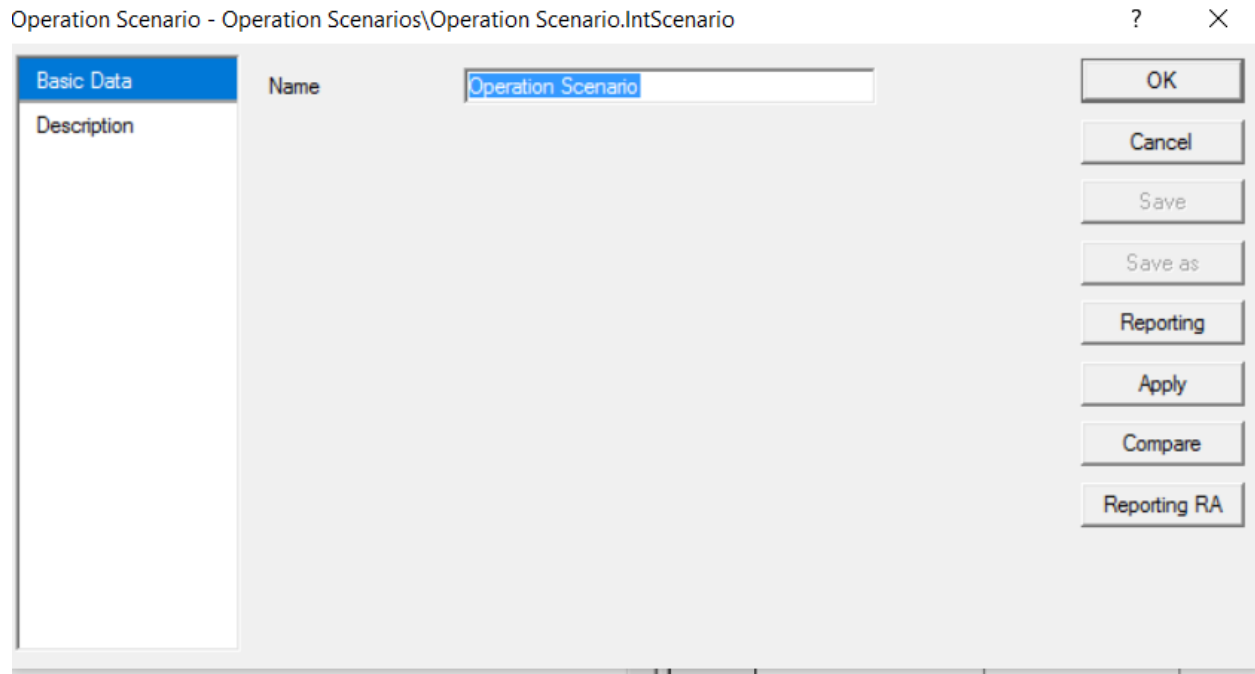
همچنین تغییراتی که در Bus1 بر روی المان های L1,L2,L3,G1 و همچنین تغییراتی که در Bus5 بر روی المان های L3,L4,L8,Load5 و ترانس ایجاد شده است محاسبه شده است.

آنالیز سیستم

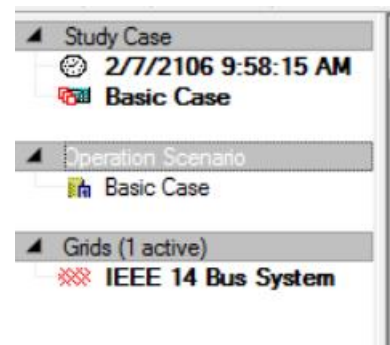
الف) تعریف سناریو (Operation Scenario)

برای تعریف سناریو از نوار وظیفه دوم بر روی گزینه  Data Manager کلیک میکنیم، و پروژه خود را انتخاب میکنیم، در این قسمت گزینه ای بنام Operation scenarios وجود دارد، با کلیک بر روی این گزینه، در پنجره سمت راست که در حال حاضر خالی است، کلیک راست میکنیم و سناریو جدیدی را تعریف می‌کنیم:



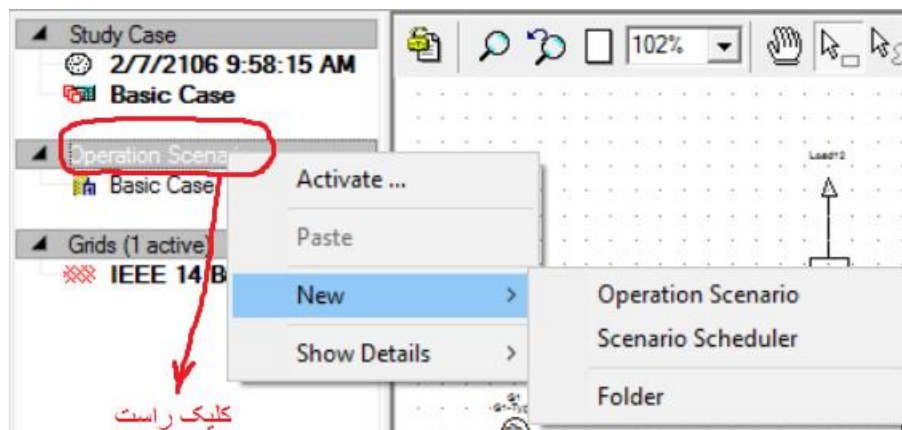


سناریو اول را **Basic Case** نام گذاری میکنیم که در این سناریو تمام المان ها در حالت استاندارد قرار دارند؛ پس از ساخت اولین سناریو پنجره ای به نام **Operation scenario** در سمت چپ محیط نرم افزار ایجاد می شود:

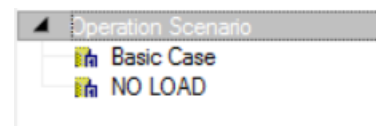
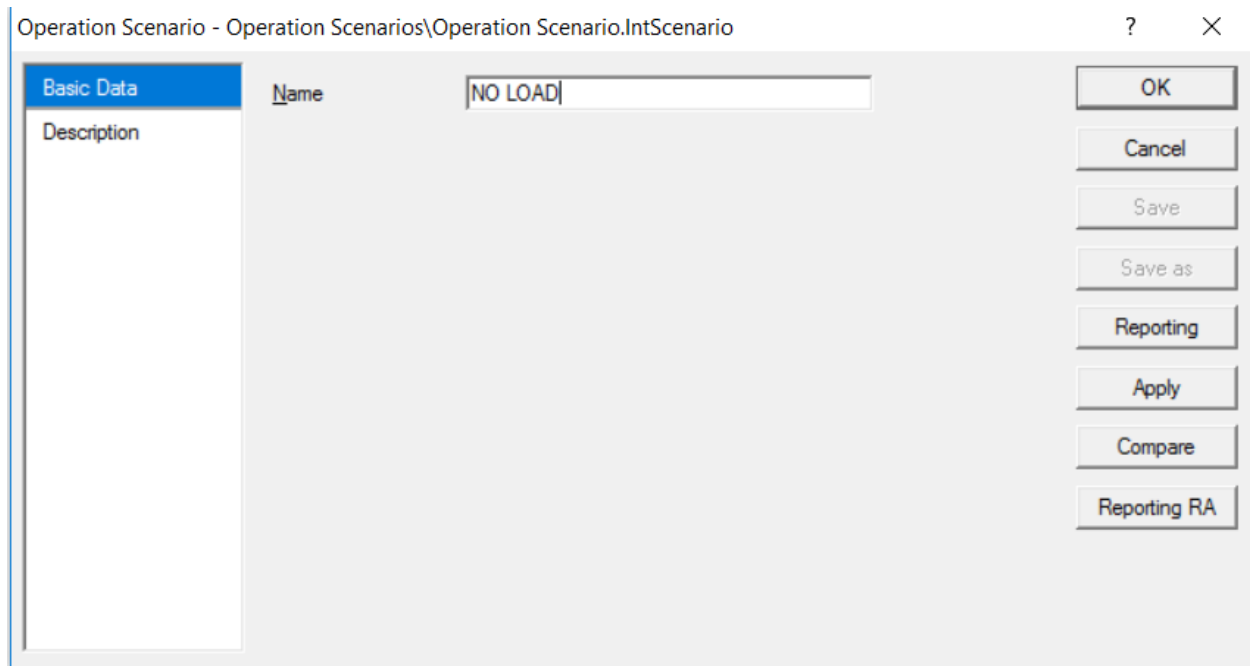


برای تعریف سناریو جدید، فرض میکنیم میخواهیم پخش بار سیستم را در حالتی که هیچ باری در شبکه وجود ندارد با حالت اولیه مقایسه کنیم.

برای تعریف سناریو جدید بر روی نوشته **Operation Scenario** در منوی آن کلیک راست میکنیم و گزینه **New** و سپس **Operation Scenario** را انتخاب می کنیم. مطابق شکل زیر:

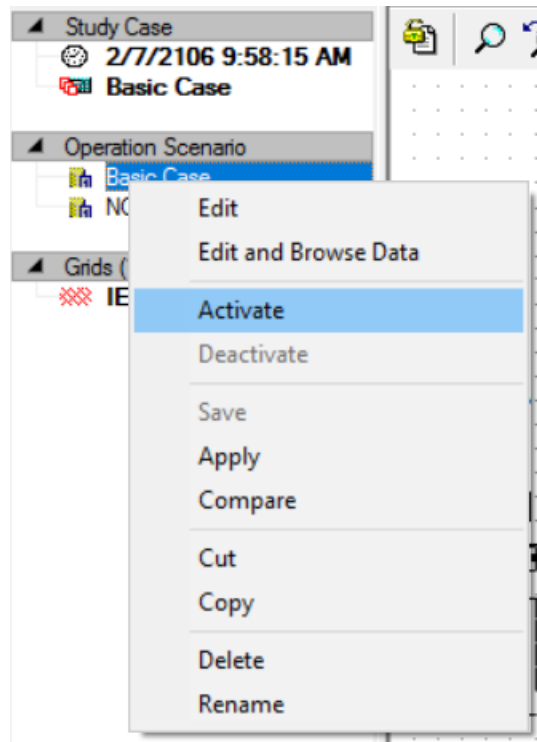


در پنجره باز شده نام سناریو جدید را NO LOAD میذاریم.



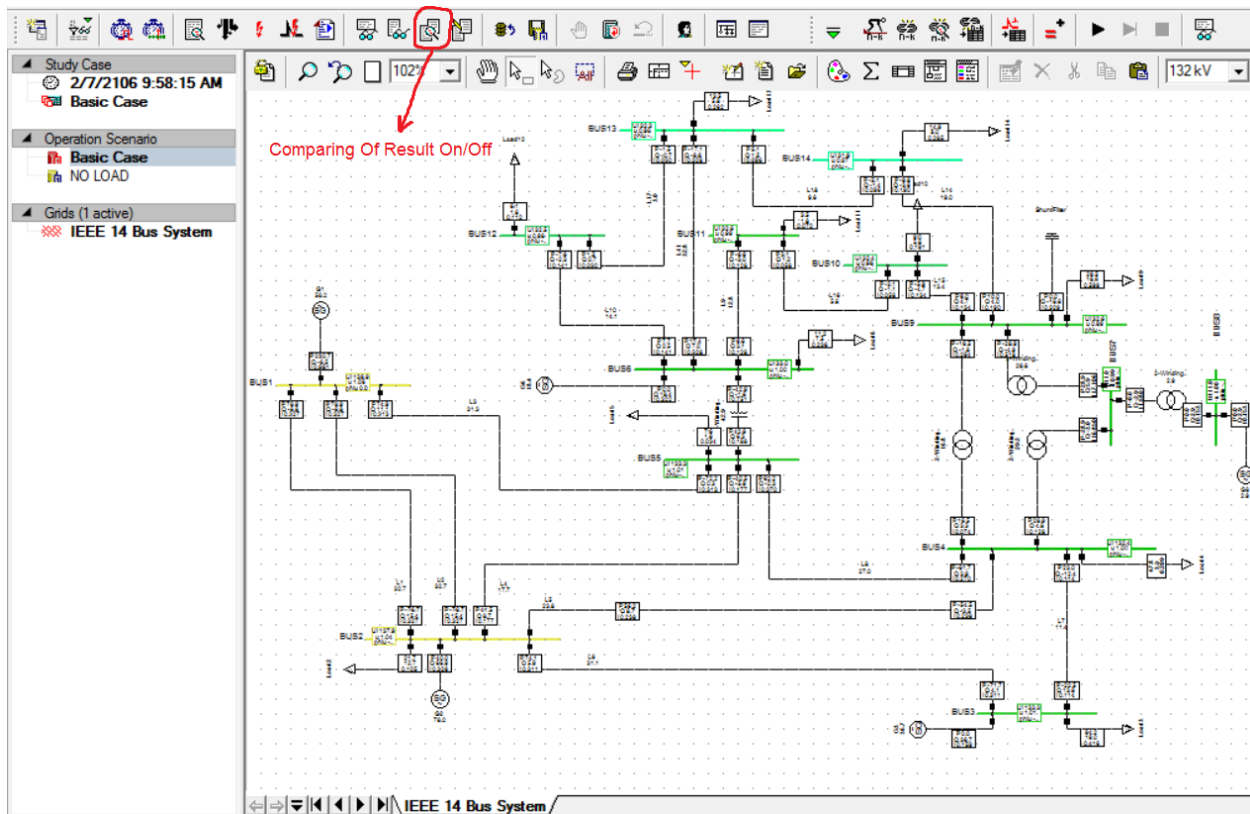
حال دو سناریو تعریف شده در منوی Operation scenario خواهیم داشت.

برای آنالیز و بررسی این دو سناریو ابتدا با کلیک راست کردن بر روی سناریو Basic Case آن را Active می‌کنیم:

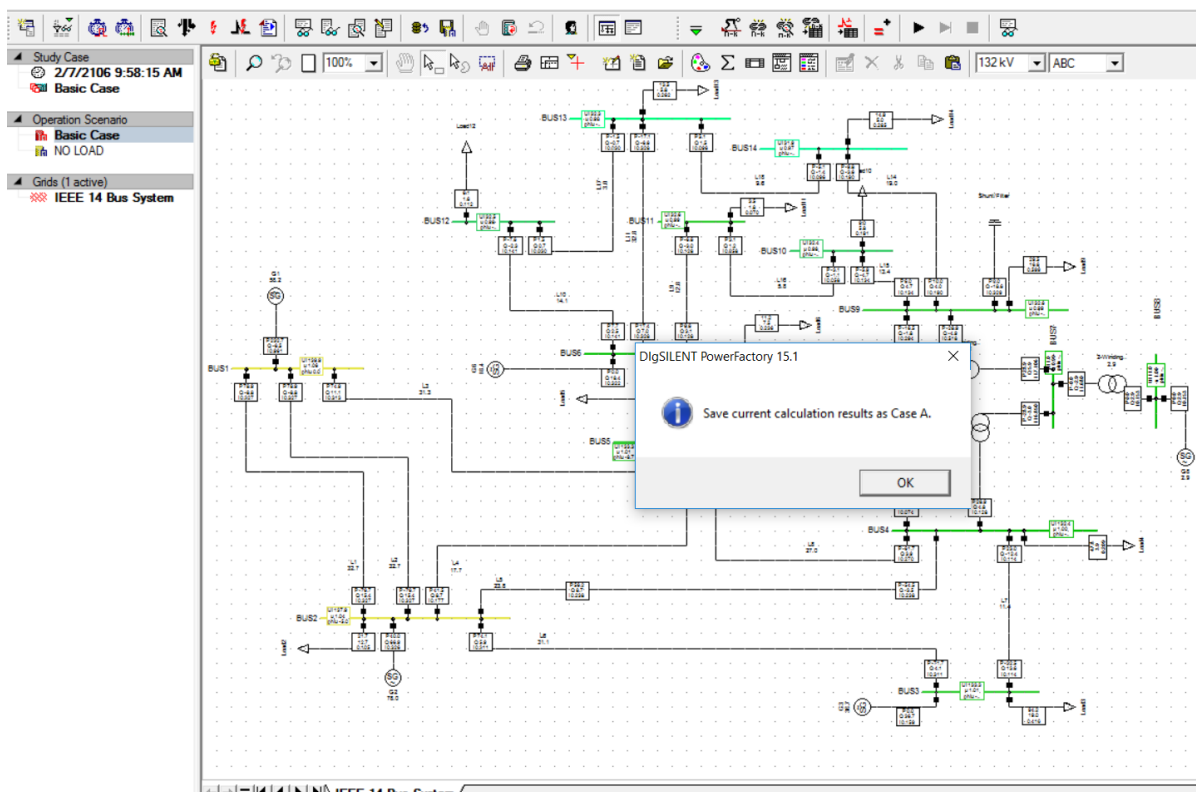


حال برای مقایسه این دو سناریو (Basic Case, NO LOAD) در سناریو اول (Basic Case) پخش بار میگیریم. و سپس گزینه comparing of result on/off 

که در شکل زیر نشان داده شده است انتخاب میکنیم:

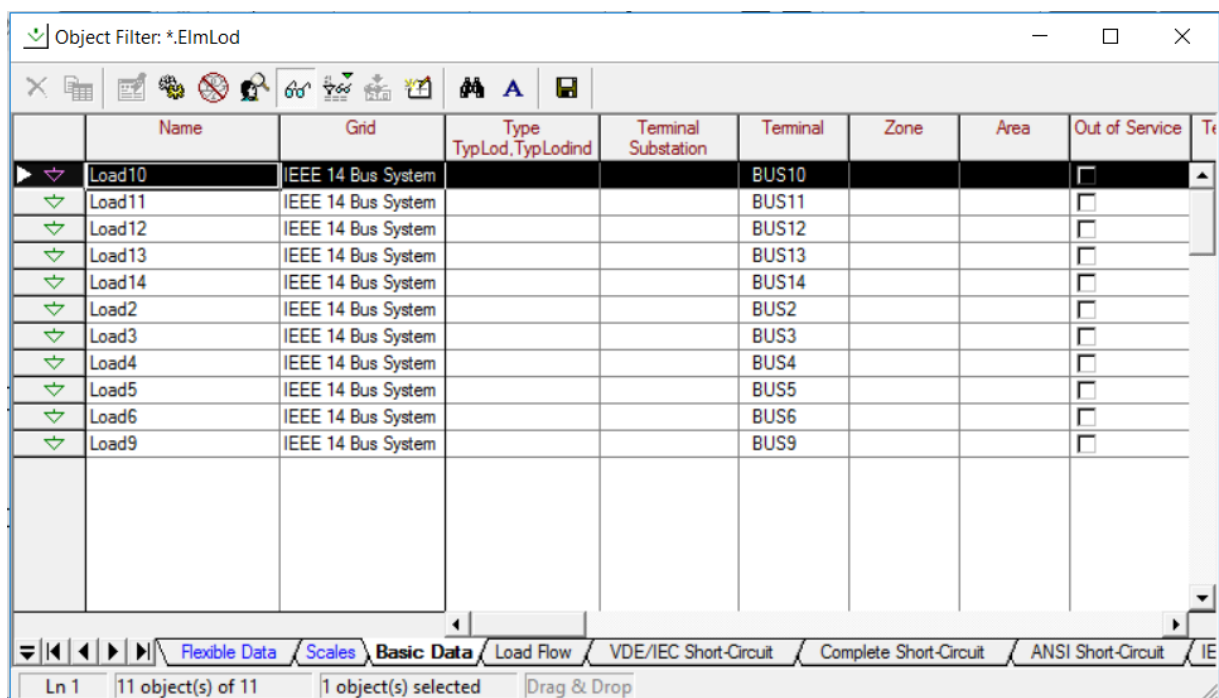


با کلیک بر روی این گزینه این سناریو بعنوان CASE A انتخاب میشود.



پس از انتخاب نمودن این سناریو بعنوان **Case A**؛ سناریو دوم یعنی **NO LOAD** را اکتیو میکنیم.

با فعال نمودن این سناریو بایستی تمامی بار ها را از شبکه خارج کنیم، برای اینکار از پنجره **edit relevant object**، قسمت **LOAD** را باز میکنیم:



برای خارج کردن بار ها، در این پنجره تیک Out of service را برای تمام بار ها علامت می‌زنیم.

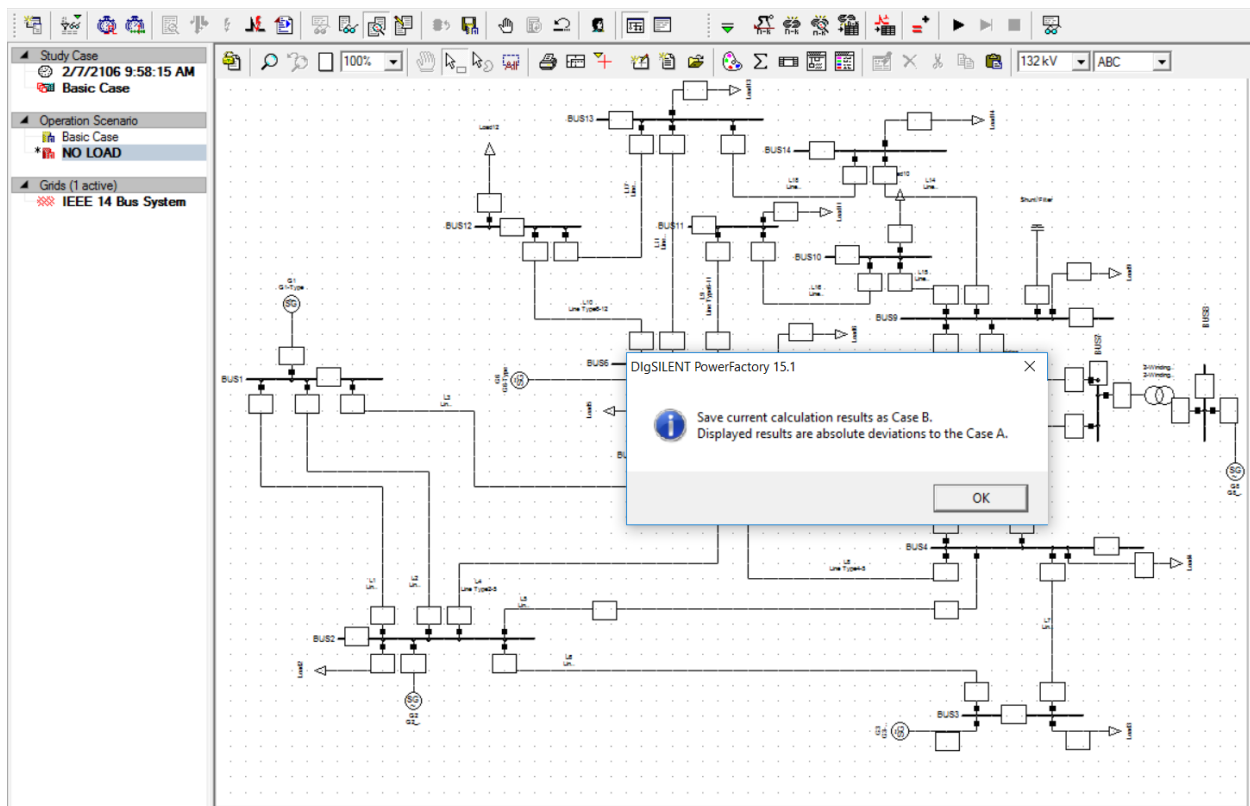
Object Filter: *.ElmLod

Name	Grid	Type TypLod, TypLodind	Terminal Substation	Terminal	Zone	Area	Out of Service	Technology	Consider Load Tra...	Rated Power MVA	r0 p.u.
Load10	IEEE 14 Bus System			BUS10			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load11	IEEE 14 Bus System			BUS11			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load12	IEEE 14 Bus System			BUS12			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load13	IEEE 14 Bus System			BUS13			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load14	IEEE 14 Bus System			BUS14			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load2	IEEE 14 Bus System			BUS2			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load3	IEEE 14 Bus System			BUS3			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load4	IEEE 14 Bus System			BUS4			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load5	IEEE 14 Bus System			BUS5			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load6	IEEE 14 Bus System			BUS6			☒	3PH-D'	☐	100.	0
Load9	IEEE 14 Bus System			BUS9			☒	3PH-D'	☐	100.	0

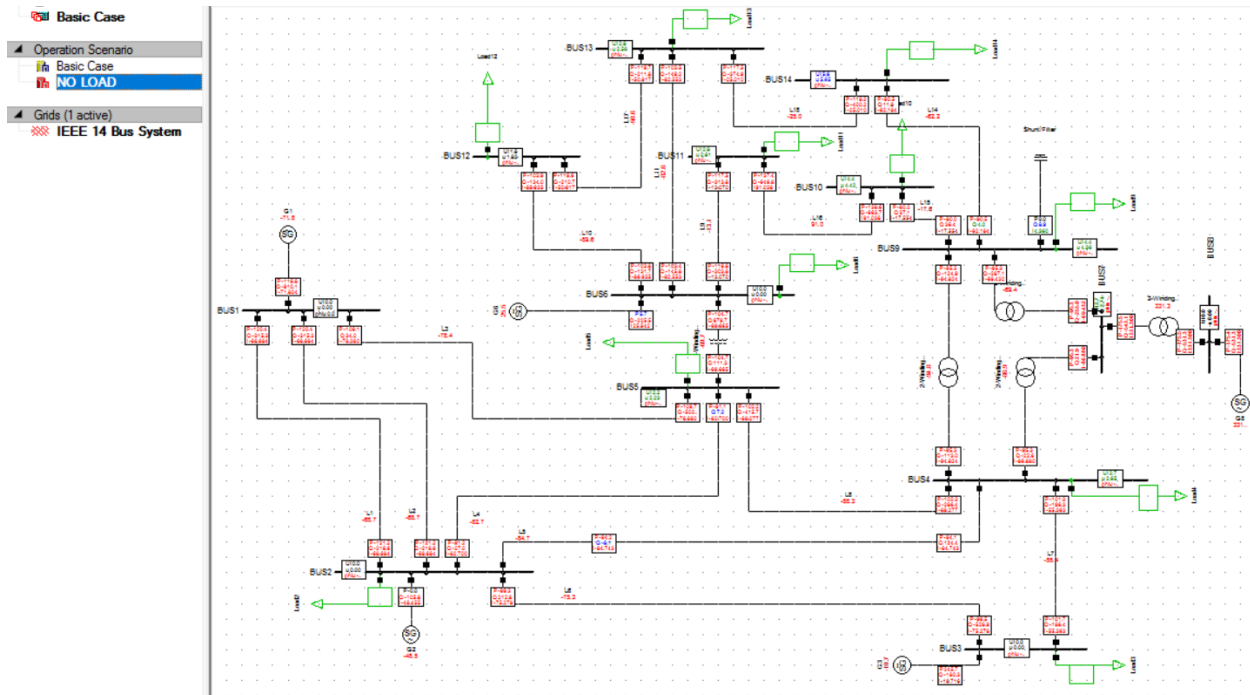
Ln 1 | 11 object(s) of 11 | 1 object(s) selected | Drag & Drop

Flexible Data | Scales | Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | DC Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT

سپس در سناریو دوم پخش بار میگیریم، با این کار این سناریو بعنوان Case B انتخاب می‌شود.

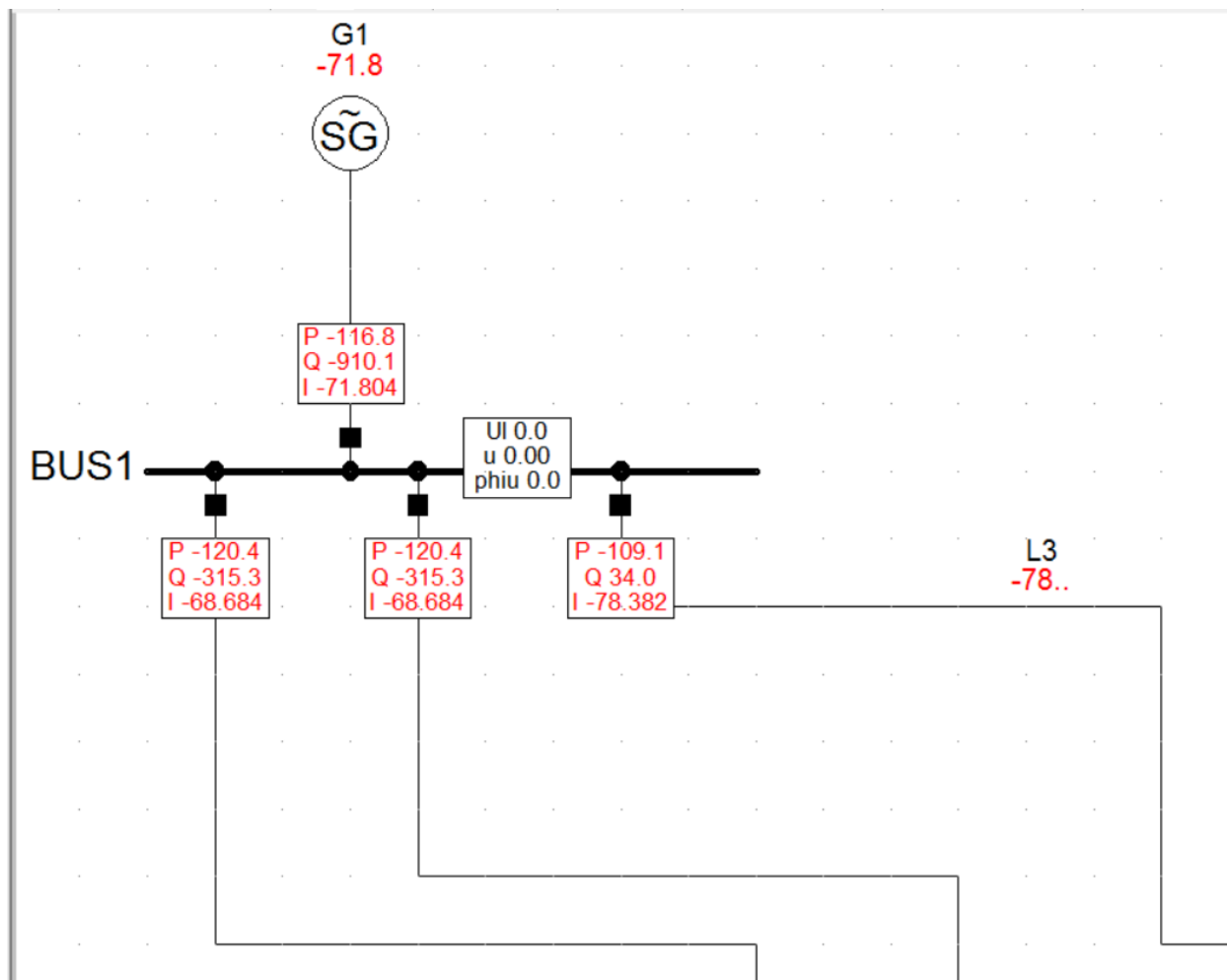


با کلیک بر روی OK نتایج پخش بار نشان داده میشود، در اینجا ملاحظه میکنیم که تغییراتی که در دو سناریو وجود دارد با رنگ قرمز در هر مستطیل نشان داده شده است.



با نگه داشتن موس بر روی هر مستطیل ملاحظه میکنیم که هر کدام از پارامتر های شبکه بر حسب درصد نسبت به حالت اولیه چه مقدار تغییر کرده است.

بطور مثال در باس ۱ ملاحظه میشود:



در ژنراتور اول: مقدار توان اکتیو 116/8- درصد، مقدار توان راکتیو 910/1- درصد و مقدار جریان

71/804- درصد تغییر داشته است.

اما مقادیر باس آن تغییری نداشته و نسبت تغییرات صفر درصد است.

همچنین تغییرات خطوط L1,L2,L3 نیز در این شکل مشخص است.

در پنجره خروجی هم بطور کلی داریم:

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 1/18/2020				
Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange				
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits			No No		Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No	
Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: NO LOAD			Annex: / 1	
rated Voltage [%]		Bus-voltage [%]		Active Power Power Factor		Current Loading	Additional Data	
[%]		[%]		[%]		[%]	[%]	
BUS1		0.00 0.00 0.00 0.00						
Cub_1	/Sym	G1		-116.76	-910.08	-159.43	-71.80 -71.80	Typ: SL
Cub_2	/Lne	L1		-120.37	-315.27		-68.68 -68.68	Pv: cLod: 0.00 % L:
Cub_3	/Lne	L2		-120.37	-315.27		-68.68 -68.68	Pv: cLod: 0.00 % L:
Cub_4	/Lne	L3		-109.15	34.00		-78.38 -78.38	Pv: cLod: 0.00 % L:
BUS10		0.00 4.42 4.42 -107.18						
Cub_3	/Lod	Load10						P10: Q10:
Cub_1	/Lne	L15		-80.15	37.11		-17.55 -17.55	cLod: 0.00 % L:
Cub_2	/Lne	L16		-138.58	-663.73		91.04 91.04	cLod: 0.00 % L:
BUS11		0.00 2.61 2.61 -108.38						
Cub_3	/Lod	Load11						P10: Q10:
Cub_1	/Lne	L16		-137.40	-646.76		91.04 91.04	cLod: 0.00 % L:
Cub_4	/Lne	L9		-117.46	-313.80		-13.07 -13.07	cLod: 0.00 % L:
BUS12		0.00 1.83 1.83 -109.44						
Cub_3	/Lod	Load12						P10: Q10:
Cub_1	/Lne	L17		-119.56	-210.67		-50.62 -50.62	cLod: 0.00 % L:
Cub_4	/Lne	L10		-103.88	-134.02		-89.63 -89.63	cLod: 0.00 % L:
BUS13		0.00 2.56 2.56 -108.98						
Cub_4	/Lod	Load13						P10: Q10:
Cub_1	/Lne	L11		-103.51	-149.24		-82.55 -82.55	cLod: 0.00 % L:
Cub_2	/Lne	L17		-119.74	-211.77		-50.62 -50.62	cLod: 0.00 % L:
Cub_3	/Lne	L18		-117.47	-374.88		-25.01 -25.01	cLod: 0.00 % L:

Grid: IEEE 14 Bus System			System Stage: IEEE 14 Bus Sys			Study Case: NO LOAD			Annex:			/ 2		
rated Voltage [%] [%]		Bus-voltage [] [] [%]		Active Power [%]	Reactive Power [%]	Power Factor [-]	Current [%]	Loading [%]	Additional Data					
BUS14														
Cub_3	0.00	5.65	5.65	-107.24					P10:		Q10:			
Cub_1	/Lod	Load14							Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_2	/Lne	L18		-118.21	-400.21		-25.01	-25.01	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
		L14		-90.53	11.84		-62.18	-62.18						
BUS2														
Cub_6	0.00	0.00	0.00	-127.21	-0.00	-105.77	94.00	-48.45	Typ:	PV				
Cub_7	/Sym	G2							P10:		Q10:			
Cub_1	/Lod	Load2							Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_2	/Lne	L1		-121.23	-218.57		-68.68	-68.68	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_4	/Lne	L2		-121.23	-218.57		-68.68	-68.68	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_5	/Lne	L5		-94.18	-8.14		-84.74	-84.74	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_8	/Lne	L6		-99.28	212.81		-75.28	-75.28	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
		L4		-91.24	-26.96		-82.70	-82.70	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
BUS3														
Cub_3	0.00	0.00	0.00	-113.81					P10:		Q10:			
Cub_4	/Lod	Load3							Typ:	PV				
Cub_1	/Sym	G3		245.68	-180.28	999.99	-19.72	-19.72	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_2	/Lne	L6		-99.46	-528.87		-75.28	-75.28	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
		L7		-101.74	-186.37		-55.36	-55.36						
BUS4														
Cub_6	0.00	2.65	2.65	-112.85					P10:		Q10:			
Cub_10	/Lod	Load4							Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_11	/Lne	L8		-102.25	-286.41		-88.28	-88.28	Tap:	0.00 %	Min:		Max:	
Cub_12	/Tr2	2-Winding Transfor		-95.30	-22.77		-86.88	-86.88	Tap:	0.00 %	Min:		Max:	
Cub_2	/Tr2	2-Winding Transfor		-95.25	-112.99		-94.82	-94.82	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_3	/Lne	L5		-94.07	124.36		-84.74	-84.74	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
		L7		-101.31	-196.28		-55.36	-55.36	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
BUS5														
Cub_5	0.00	2.23	2.23	-114.11					P10:		Q10:			
Cub_1	/Lod	Load5							Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_6	/Lne	L3		-109.67	-5020.04		-78.38	-78.38	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_7	/Lne	L4		-91.11	7.20		-82.70	-82.70	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
Cub_8	/Lne	L8		-102.22	-415.65		-88.28	-88.28	Pv:		cLod:	0.00 %	L:	
	/Tr2	2-Winding Transfor		-104.66	111.27		-69.67	-69.67	Tap:	0.00 %	Min:		Max:	

Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: NO LOAD					Annex: / 3	
rated Voltage [%] [%]		Bus-voltage [] [] [%]		Active Power [%]	Reactive Power [%]	Power Factor [-]	Current [%]	Loading [%]	Additional Data	
BUS6	0.00	0.00	0.00	-110.14						
Cub_5 /Lod		Load6							P10: PV	Q10:
Cub_6 /Sym		G6		5.70	-225.54	-15.80	25.54	25.54	Pv: 0.00 %	cLod: 0.00 % L: Max:
Cub_2 /Lne		L11		-103.43	-145.83		-82.55	-82.55	Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
Cub_7 /Tr2		2-Winding Transfor		-104.66	679.73		-69.67	-69.67	Pv: 0.00 %	cLod: 0.00 % L: Max:
Cub_8 /Lne		L9		-116.75	-303.84		-13.07	-13.07	Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
Cub_9 /Lne		L10		-103.83	-131.65		-89.63	-89.63		
BUS7	0.00	2.74	2.74	-108.45						
Cub_4 /Tr2		2-Winding Transfor		-95.30	21.89		-86.88	-86.88	Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
Cub_5 /Tr2		2-Winding Transfor		-175.47	-543.11		331.30	331.30	Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
Cub_6 /Tr2		2-Winding Transfor		-95.30	-255.02		-69.43	-69.43	Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
BUS8	0.00	0.00	0.00	-108.45						
Cub_2 /Sym		G8		-175.43	-531.30	-117.49	331.30	331.30	Typ: PV	
Cub_3 /Tr2		2-Winding Transfor		-175.47	-531.30		331.30	331.30	Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
BUS9	0.00	4.36	4.36	-106.91						
Cub_10 /Shnt		Shunt/Filter		0.00	8.91	0.00	4.36		P10: 0.00 %	Q10: Min: L: Max:
Cub_5 /Lod		Load9							Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
Cub_11 /Tr2		2-Winding Transfor		-95.30	-287.15		-69.43	-69.43	Pv: 0.00 %	cLod: 0.00 % L: Max:
Cub_3 /Lne		L15		-80.00	36.38		-17.55	-17.55	Tap: 0.00 %	Min: L: Max:
Cub_4 /Lne		L14		-90.46	4.03		-62.18	-62.18		
Cub_9 /Tr2		2-Winding Transfor		-95.25	-124.87		-94.82	-94.82		

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:
				Date: 1/18/2020

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations

Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: NO LOAD					Annex: / 4	
rtd.V [%]		Bus - voltage [] [] [%]		-10		-5		Voltage 0 Deviation [%]		+5
BUS1	0.00	0.000	0.00	0.00						
BUS10	0.00	4.417	4.42	-107.18						
BUS11	0.00	2.606	2.61	-108.38						
BUS12	0.00	1.828	1.83	-109.44						
BUS13	0.00	2.556	2.56	-108.98						
BUS14	0.00	5.646	5.65	-107.24						
BUS2	0.00	0.000	0.00	-127.21						
BUS3	0.00	0.000	0.00	-113.81						
BUS4	0.00	2.650	2.65	-112.85						
BUS5	0.00	2.226	2.23	-114.11						
BUS6	0.00	0.000	0.00	-110.14						
BUS7	0.00	2.738	2.74	-108.45						
BUS8	0.00	0.000	0.00	-108.45						
BUS9	0.00	4.360	4.36	-106.91						

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 1/18/2020	
Load Flow Calculation				
Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange				
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	
Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: NO LOAD
Annex:		/ 5		
Volt. Level	Generation	Motor Load	Load	Compensation
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]		

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 1/18/2020				
Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange						
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations					
Total System Summary		Study Case: NO LOAD		Annex: / 6				
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	NoLoad Losses
[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]
\koorosh\Final project\Network Model\Network Data\IEEE 14 Bus System								
-99.63		-100.00		-92.63		-92.74		
-113.67		-100.00						
Total:								

همانطور که در جدول های بالا نشان داده شد، در صورتی که هیچ باری در شبکه نباشد، تمامی
المان های شبکه تحت تاثیر قرار میگیرند.

حال می‌خواهیم سناریو دیگری را تعریف کنیم که در آن بارهای شبکه از مقدار استاندارد بیشتر باشند و اصطلاحاً حالت **Peak Load** گفته می‌شود.

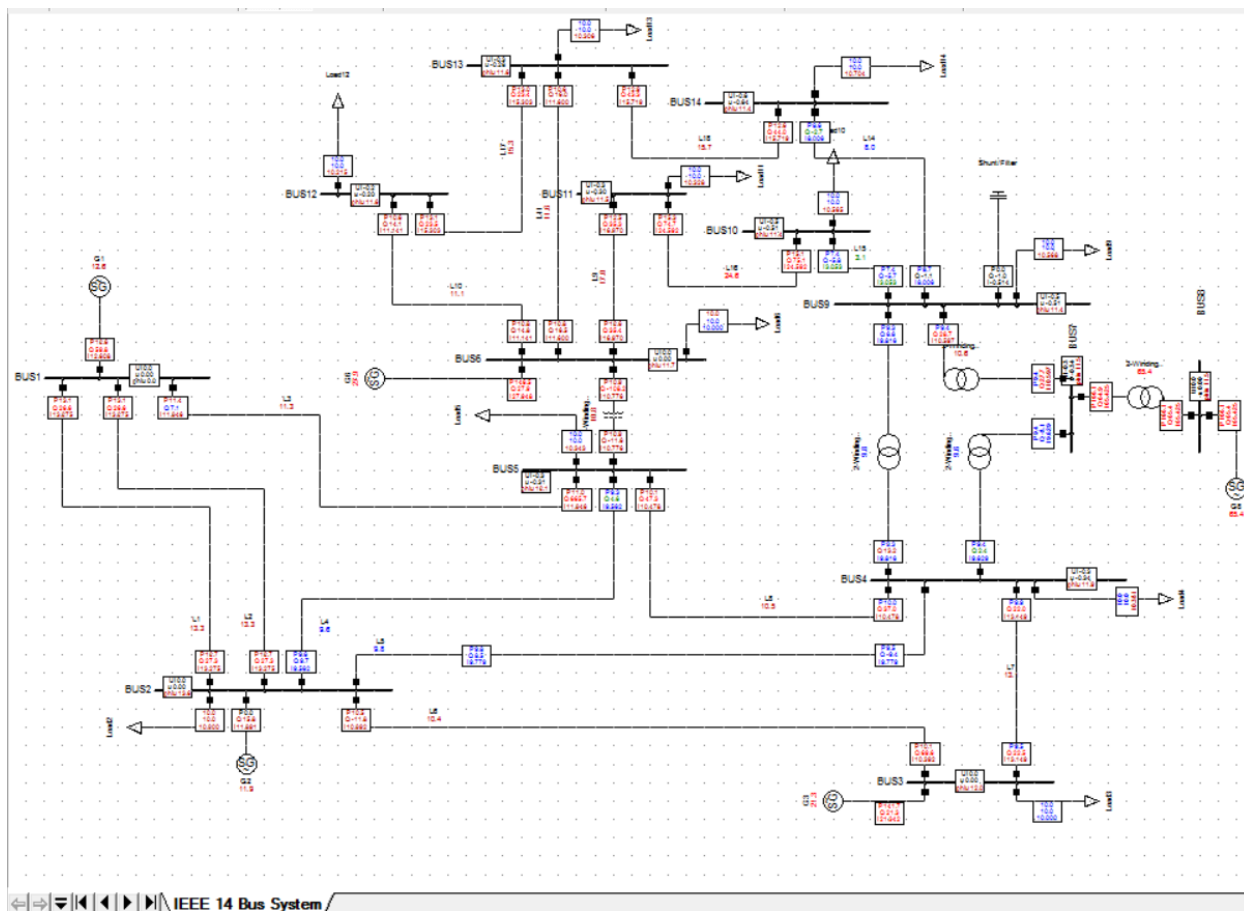
همانند مراحل قبل سناریو دیگری تعریف می‌کنیم و نام آن را **Peak Load** می‌گذاریم، بار دیگر سناریو پایه را اکتیو می‌کنیم و سپس بخش بار می‌گیریم و سپس گزینه **comparing of result** را فعال می‌کنیم، مجدداً وارد سناریو **Peak Load** می‌شویم و سپس از گزینه **edit relevant object** بخش **Load** را انتخاب می‌کنیم. پس از باز شدن پنجره بارها وارد تب **Load Flow** می‌شویم. و ستون **Scaling Factor** را از ۱ به ۱/۱ برای تمام بارها تغییر می‌دهیم، تا میزان توان‌های اکتیو و راکتیو بارها به میزان ۱۰ درصد افزایش یابند (این مقدار به دلخواه انتخاب شده است)

Object Filter: *.ElmLod

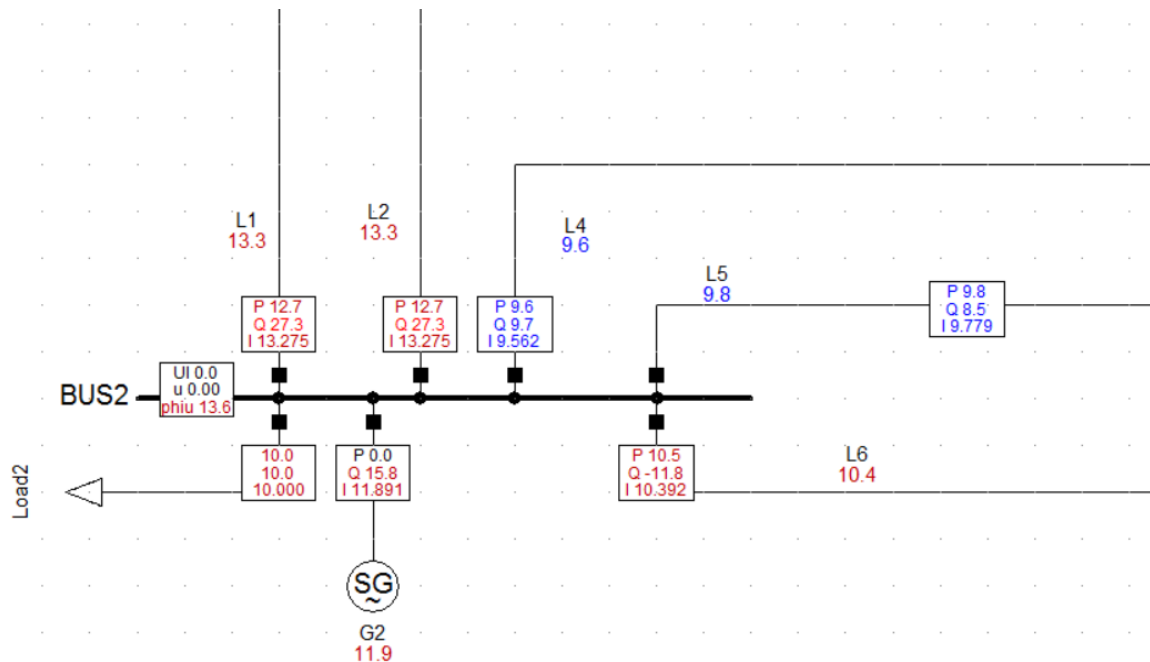
Name	Grid	React. Pow. Mvar	App. Pow. MVA	I kA	Pow. Fact.	cos(phi)(ind, cap)	Power Direction	Voltage p.u.	Scaling Factor	Adjusted by Load ...	Ph 1: Act. Pow. MW
Load10	IEEE 14 Bus System	5.8	10.70701	0.18732	0.84057	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	3.
Load11	IEEE 14 Bus System	1.8	3.93573	0.06885	0.88928	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load12	IEEE 14 Bus System	1.6	6.30634	0.11033	0.96727	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load13	IEEE 14 Bus System	5.8	14.6932	0.25706	0.91879	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load14	IEEE 14 Bus System	5.	15.71655	0.27496	0.94804	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load2	IEEE 14 Bus System	12.7	25.14319	0.10997	0.86305	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	7.2
Load3	IEEE 14 Bus System	19.	96.09703	0.42031	0.98025	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load4	IEEE 14 Bus System	3.9	47.95884	0.20976	0.99668	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load5	IEEE 14 Bus System	1.6	7.76659	0.03397	0.97854	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load6	IEEE 14 Bus System	7.5	13.47924	0.23582	0.83090	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.
Load9	IEEE 14 Bus System	16.6	33.84982	0.59221	0.87149	ind.	P>=0	1.	1.1	☒	0.

Ln 1 | 11 object(s) of 11 | 1 object(s) selected | Drag & Drop

حال در سناریو جدید پخش بار می گیریم و نسبت تغییرات را در این سناریو با سناریو پایه مشاهده میکنیم.



همانطور که در شکل مشخص است نسبت تغییرات با رنگ قرمز و آبی (تغییرات بالای ۱۰ درصد با رنگ قرمز و تغییرات کمتر از ۱۰ درصد با رنگ آبی) در هر مستطیل نشان داده شده است.



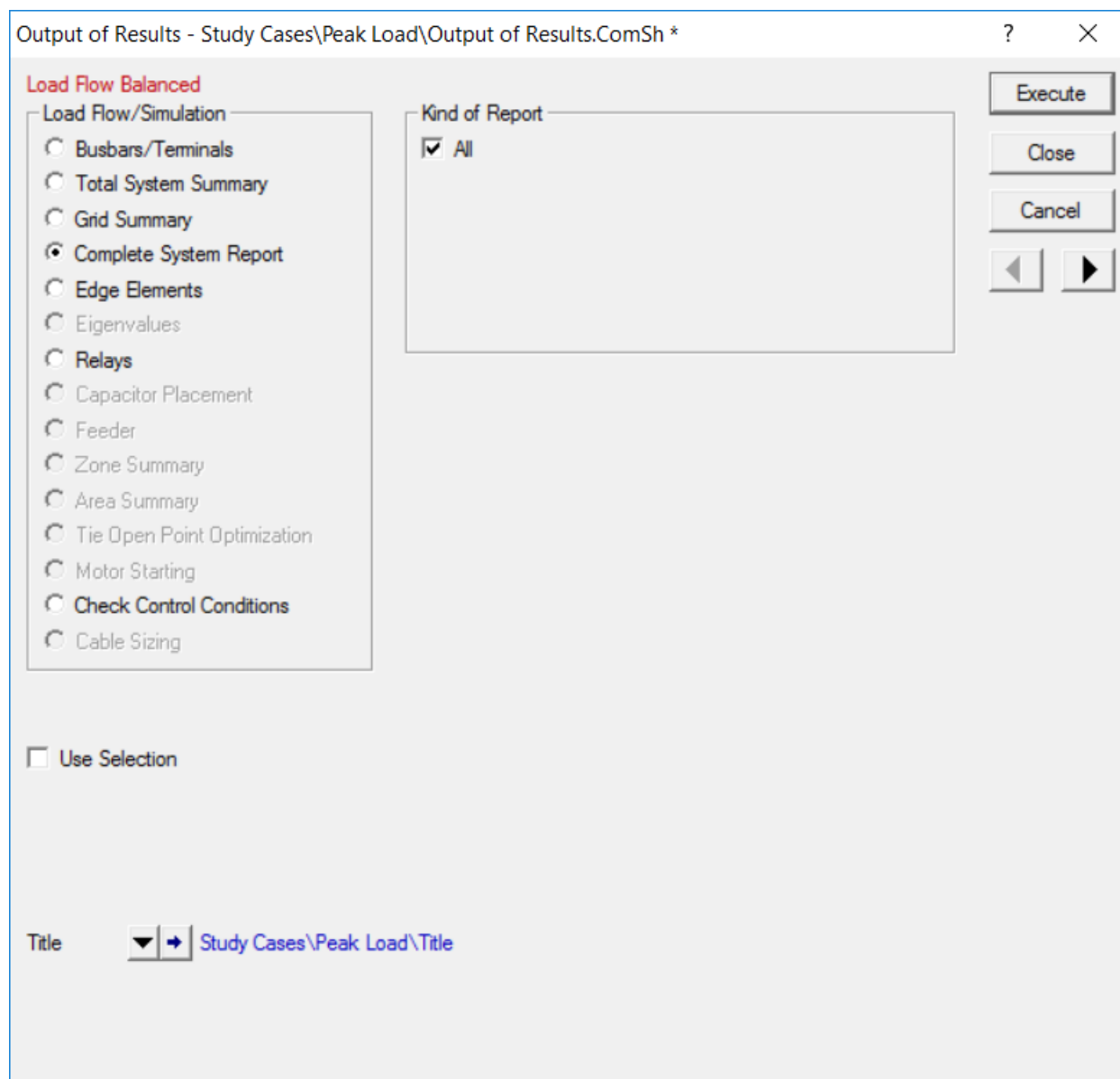
بطور جزئی در در باس ۲ نسبت تغییرات را مشاهده می‌کنیم که در آن مقدار بار ۱۰ درصد افزایش داشته است، ولتاژ باس تغییری نداشته است اما زاویه آن $13/6$ درصد تغییر داشته.

برای ژنراتور **G2** توان اکتیو بدون تغییر اما توان راکتیو با $15/8$ و جریان با $11/891$ درصد تغییر داشته است.

به همین ترتیب نسبت تغییرات خطوط **L1, L2, L4, L5, L6** نیز نسبت به حالت پایه تغییراتی داشته اند که در شکل نشان داده شده است.



حال برای اینکه تمام تغییرات اجزای شبکه را در نتیجه خروجی مشاهده کنیم از گزینه **Output calculation Analysis** استفاده میکنیم، پس از باز شدن پنجره ی آن تیک گزینه **Complete System Report** و در قسمت **Kind Of Report** تیک **All** را میزنیم:



سپس گزینه **Execute** را میزنیم تا نتایج در خروجی نشان داده شود. سپس با بزرگ کردن پنجره خروجی، نتایج زیر را خواهیم داشت:

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 1/18/2020											
Load Flow Calculation						Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange									
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits				No No		Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations				No					
Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: Peak Load				Annex:		/ 1					
rated Voltage [%] [%]		Bus-voltage [] [] [%]		Active Power Power [%] [%]		Reactive Power Power [%] [%]		Power Factor [-]		Current Loading [%] [%]		Additional Data			
BUS1															
Cub_1 /Sym		G1		12.56		59.75		-0.04		12.61		12.61		Typ: SL	
Cub_2 /Lne		L1		13.10		26.60				13.28		13.28		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_3 /Lne		L2		13.10		26.60				13.28		13.28		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_4 /Lne		L3		11.44		7.13				11.35		11.35		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS10															
Cub_3 /Lod		Load10		0.00		10.00		0.00		10.56		10.56		P10: Q10:	
Cub_1 /Lne		L15		7.35		-5.83				3.05		3.05		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_2 /Lne		L16		15.15		75.09				24.59		24.59		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS11															
Cub_3 /Lod		Load11		0.00		10.00		0.00		10.33		10.33		P10: Q10:	
Cub_1 /Lne		L16		15.26		74.72				24.59		24.59		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_4 /Lne		L9		12.46		35.31				16.97		16.97		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS12															
Cub_3 /Lod		Load12		0.00		10.00		0.00		10.21		10.21		P10: Q10:	
Cub_1 /Lne		L17		13.13		23.50				15.30		15.30		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_4 /Lne		L10		10.62		14.15				11.14		11.14		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS13															
Cub_4 /Lod		Load13		0.00		10.00		0.00		10.31		10.31		P10: Q10:	
Cub_1 /Lne		L11		10.59		15.97				11.60		11.60		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_2 /Lne		L17		13.05		23.43				15.30		15.30		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_3 /Lne		L18		12.85		43.29				15.72		15.72		Pv: cLod: 0.00 % L:	

Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: Peak Load		Annex: / 2	
rated Voltage [%] [%]		Bus-voltage [] [] [%]		Active Power Power [%] [%]		Reactive Power Power [%] [%]	
						Power Factor [-]	
						Current Loading [%] [%]	
						Additional Data	
BUS14		0.00 -0.64 -0.64 11.43					
Cub_3 /Lod		Load14		10.00 10.00 0.00 10.70		P10: Q10: cLod: 0.00 % L:	
Cub_1 /Lne		L18		12.64 44.01 15.72 15.72		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_2 /Lne		L14		8.63 -2.68 8.01 8.01		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS2		0.00 0.00 0.00 13.62					
Cub_6 /Sym		G2		0.00 15.84 -10.63 11.89 11.89		Typ: PV	
Cub_7 /Lod		Load2		10.00 10.00 0.00 10.00		P10: Q10: cLod: 0.00 % L:	
Cub_1 /Lne		L1		12.67 27.33 13.28 13.28		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_2 /Lne		L2		12.67 27.33 13.28 13.28		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_4 /Lne		L5		9.81 8.47 9.78 9.78		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_5 /Lne		L6		10.52 -11.81 10.39 10.39		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_8 /Lne		L4		9.56 9.67 9.56 9.56		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS3		0.00 0.00 0.00 12.04					
Cub_3 /Lod		Load3		10.00 10.00 0.00 10.00		P10: Q10: cLod: 0.00 % L:	
Cub_4 /Sym		G3		141.73 21.34 999.99 21.34 21.34		Typ: PV	
Cub_1 /Lne		L6		10.14 69.63 10.39 10.39		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_2 /Lne		L7		9.55 22.50 13.15 13.15		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS4		0.00 -0.34 -0.34 11.93					
Cub_6 /Lod		Load4		10.00 10.00 0.00 10.38		P10: Q10: cLod: 0.00 % L:	
Cub_10 /Lne		L8		9.98 37.02 10.48 10.48		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_11 /Tr2		2-Winding Transfor		9.43 2.44 9.63 9.63		Tap: 0.00 % Min: Max:	
Cub_12 /Tr2		2-Winding Transfor		9.28 13.24 9.82 9.82		Tap: 0.00 % Min: Max:	
Cub_2 /Lne		L5		9.47 -9.35 9.78 9.78		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_3 /Lne		L7		9.91 21.98 13.15 13.15		Pv: cLod: 0.00 % L:	
BUS5		0.00 -0.31 -0.31 12.05					
Cub_5 /Lod		Load5		10.00 10.00 0.00 10.34		P10: Q10: cLod: 0.00 % L:	
Cub_1 /Lne		L3		10.96 665.70 11.35 11.35		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_6 /Lne		L4		9.32 4.61 9.56 9.56		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_7 /Lne		L8		10.07 47.32 10.48 10.48		Pv: cLod: 0.00 % L:	
Cub_8 /Tr2		2-Winding Transfor		10.86 -11.62 10.78 10.78		Tap: 0.00 % Min: Max:	

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
			Date: 1/18/2020
Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations
Grid: IEEE 14 Bus System	System Stage: IEEE 14 Bus Sys	Study Case: Peak Load	Annex: / 5
Volt. Level	Generation	Motor Load	Load
[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]
Total:			
10.72 18.23 10.00 10.00 24.36 23.82			

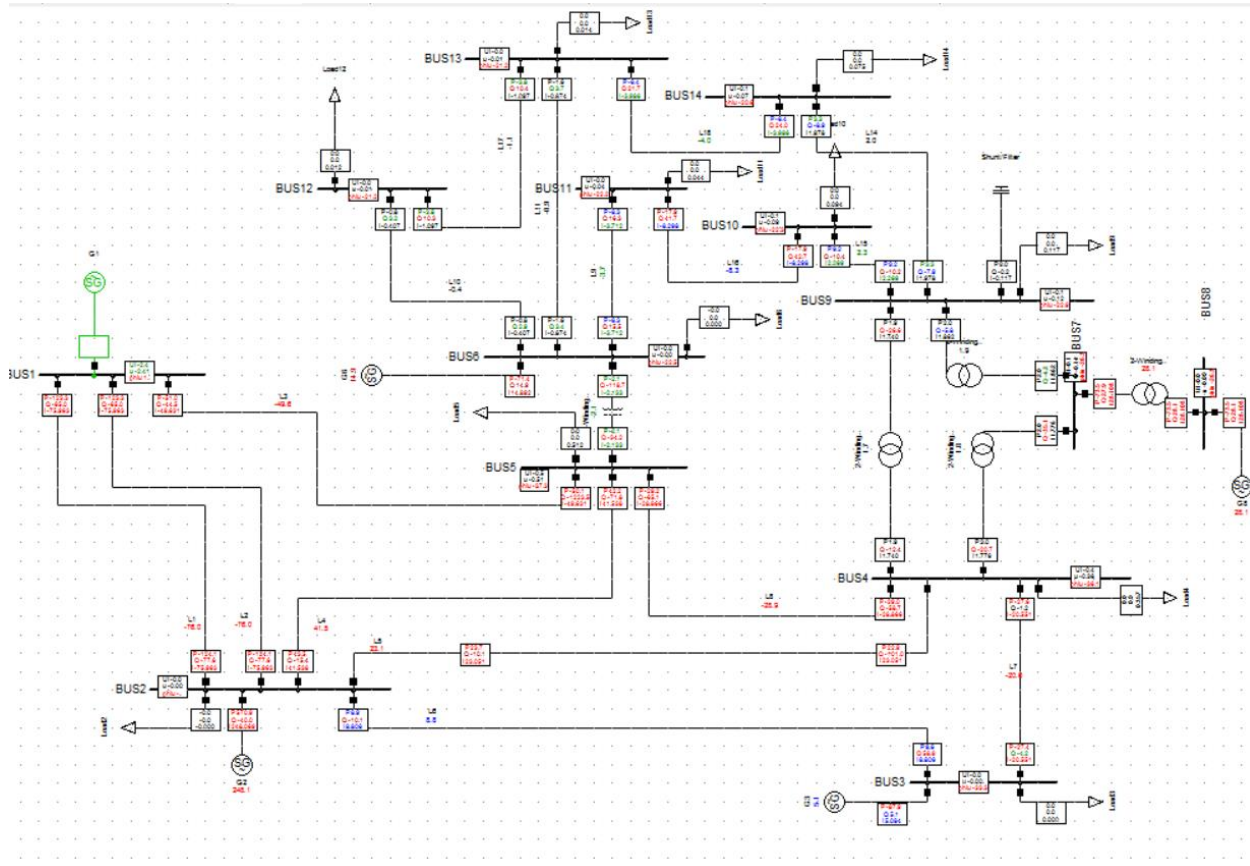
		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
			Date: 1/18/2020
Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations
Total System Summary		Study Case: Peak Load	Annex: / 6
Generation	Motor Load	Load	Compen-sation
[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]
\kooorosh\Final project\Network Model\Network Data\IEEE 14 Bus System			
10.72 18.23 10.00 10.00 24.36 23.82			
Total:			

همانطور که در شکل ها مشخص است نسبت تغییرات تک تک المان ها در سیستم در خروجی محاسبه شده و نشان داده شده است.

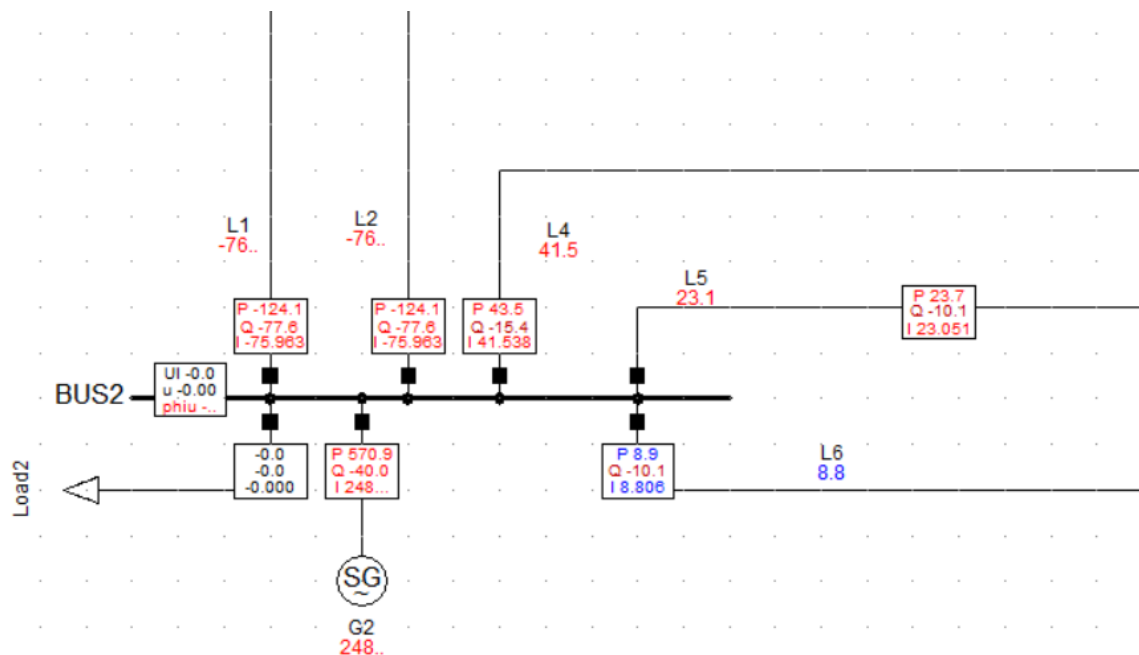
به همین ترتیب برای زمانی که افت بار وجود دارد نیز میتوان سناریو تعریف کرد که مشابه همین سناریو می باشد.

حال می‌خواهیم سناریو دیگری را تعریف کنیم که در آن ژنراتور G1 از شبکه خارج شود، می‌خواهیم ببینیم در این حالت سایر المان‌های شبکه چه تغییری نسب به حالت پایه می‌کنند.

مجدداً سناریوی جدیدی تعریف می‌کنیم و اینبار در آن ژنراتور G1 را Out of service می‌کنیم، و با استفاده از گزینه comparing of result با سناریو Basic Case مقایسه می‌کنیم.



مشاهده میکنیم که در این حالت بیشترین تغییر بر روی ژنراتور G2 اتفاق می افتد.



همانطور که در شکل مشخص است با خارج شدن ژنراتور G1 از سیستم، ژنراتور G2 بسیار تحت فشار قرار میگیرد بگونه ای که توان اکتیو آن 570/9 درصد، توان راکتیو آن ۴۰/۰- درصد و جریان آن ۲۴۸/۰۶۹ درصد تغییر کرده است و این موجب وقوع فاجعه ای جبران ناپذیر در شبکه خواهد شد.

حال از مقادیر خروجی تک تک المان ها داریم:

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 1/18/2020											
Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange											
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits			No No		Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations										
Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: Without G1			Annex: / 1								
rated Voltage [%] [%]		Bus-voltage [] [] [%]		Active Power [%]		Reactive Power [%]		Power Factor [-]		Current [%]		Loading [%]		Additional Data	
BUS1															
0.00		-2.41		-2.41		999.99									
Cub_1	/Sym	G1												Typ:	SL
Cub_2	/Lne	L1		-123.28		-65.01		-75.96		-75.96				Pv:	cLod: 0.00 % L:
Cub_3	/Lne	L2		-123.28		-65.01		-75.96		-75.96				Pv:	cLod: 0.00 % L:
Cub_4	/Lne	L3		-51.00		-44.46		-49.63		-49.63				Pv:	cLod: 0.00 % L:
BUS10															
0.00		-0.09		-0.09		-22.34									
Cub_3	/Lod	Load10		0.00		0.00		-0.00		0.09				P10:	Q10:
Cub_1	/Lne	L15		9.20		-10.39				2.27		2.27		Pv:	cLod: 0.00 % L:
Cub_2	/Lne	L16		-17.88		42.73				-8.30		-8.30		Pv:	cLod: 0.00 % L:
BUS11															
0.00		-0.04		-0.04		-22.21									
Cub_3	/Lod	Load11		0.00		0.00		-0.00		0.04				P10:	Q10:
Cub_1	/Lne	L16		-17.88		41.66				-8.30		-8.30		Pv:	cLod: 0.00 % L:
Cub_4	/Lne	L9		-8.35		16.29				-3.71		-3.71		Pv:	cLod: 0.00 % L:
BUS12															
0.00		-0.01		-0.01		-21.20									
Cub_3	/Lod	Load12		0.00		0.00		-0.00		0.01				P10:	Q10:
Cub_1	/Lne	L17		-3.80		10.26				-1.10		-1.10		Pv:	cLod: 0.00 % L:
Cub_4	/Lne	L10		-0.75		3.15				-0.41		-0.41		Pv:	cLod: 0.00 % L:
BUS13															
0.00		-0.01		-0.01		-21.19									
Cub_4	/Lod	Load13		0.00		0.00		-0.00		0.01				P10:	Q10:
Cub_1	/Lne	L11		-1.58		3.73				-0.87		-0.87		Pv:	cLod: 0.00 % L:
Cub_2	/Lne	L17		-3.81		10.36				-1.10		-1.10		Pv:	cLod: 0.00 % L:
Cub_3	/Lne	L18		-6.38		21.72				-3.99		-3.99		Pv:	cLod: 0.00 % L:

Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys		Study Case: Without G1				Annex:		/ 2		
rated Voltage [%]		Bus-voltage [%]		Active Power [%]	Reactive Power [%]	Power Factor [-]	Current [%]	Loading [%]	Additional Data			
BUS14												
Cub_3	/Lod	0.00	-0.07	-0.07	-20.62	0.00	0.00	-0.00	0.07	P10:	Q10:	
Cub_1	/Lne					-6.36	23.98	-3.99	-3.99	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_2	/Lne					3.31	-8.93	1.98	1.98	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
BUS2												
Cub_6	/Sym	0.00	-0.00	-0.00	-100.00	570.94	-40.01	92.76	248.07	248.07	Typ: PV	
Cub_7	/Lod					-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	P10:	Q10:	
Cub_1	/Lne					-124.10	-77.56	-75.96	-75.96	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_2	/Lne					-124.10	-77.56	-75.96	-75.96	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_4	/Lne					23.74	-10.06	23.05	23.05	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_5	/Lne					8.91	-10.14	8.81	8.81	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_8	/Lne					43.53	-15.40	41.54	41.54	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
BUS3												
Cub_3	/Lod	0.00	-0.00	-0.00	-33.31	0.00	0.00	-0.00	0.00	P10:	Q10:	
Cub_4	/Sym					-87.90	5.08	999.99	5.08	5.08	Typ: PV	
Cub_1	/Lne					8.60	58.85	8.81	8.81	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_2	/Lne					-27.41	-4.20	-20.55	-20.55	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
BUS4												
Cub_6	/Lod	0.00	-0.36	-0.36	-36.12	0.00	0.00	-0.00	0.36	P10:	Q10:	
Cub_10	/Lne					-29.02	-58.69	-28.87	-28.87	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_11	/Tr2					1.96	-20.73	1.78	1.78	Tap: 0.00 %	Min:	Max:
Cub_12	/Tr2					1.89	-12.35	1.74	1.74	Tap: 0.00 %	Min:	Max:
Cub_2	/Lne					22.87	-101.04	23.05	23.05	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_3	/Lne					-27.60	-1.15	-20.55	-20.55	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
BUS5												
Cub_5	/Lod	0.00	-0.51	-0.51	-37.35	0.00	0.00	-0.00	0.51	P10:	Q10:	
Cub_1	/Lne					-50.09	-1223.55	-49.63	-49.63	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_6	/Lne					42.22	-71.83	41.54	41.54	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_7	/Lne					-29.19	-65.09	-28.87	-28.87	Pv:	cLod: 0.00 %	L:
Cub_8	/Tr2					-2.06	-34.25	-2.13	-2.13	Tap: 0.00 %	Min:	Max:

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 1/18/2020							
Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange										
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations							
Grid: IEEE 14 Bus System		System Stage: IEEE 14 Bus Sys	Study Case: Without G1		Annex: / 5					
Volt. Level	Generation	Motor Load	Load	Compen- sation	External Infeed	Interchange to	Power Interchange	Total Losses	Load Losses	Noload Losses
[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]		[]/[]	[]/[]	[]/[]	[]/[]
Total:	-1.58 -12.52	0.00 0.00						-31.53 -26.70		

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 1/18/2020	
Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange					
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		
Total System Summary			Study Case: Without G1		Annex: / 6
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow
[]/[] []	[]/[] []	[]/[] []	[]/[] []	[]/[] []	[]/[] []
\koorosh\Final project\Network Model\Network Data\IEEE 14 Bus System					
-1.58			0.00		
-12.52			0.00		
Total:					

لازم به ذکر است هر کدام از سناریو های تعریف شده را می توان بایکدیگر مقایسه کرد (در این پروژه هر سناریو را فقط با حالت Basic مقایسه کردیم)

ب) Contingency Analysis

مفهوم Contingency به این معناست که در یک شبکه، هرکدام از تجهیزات بصورت تکی از سیستم خارج شوند اما اخلاقی در حالت کلی شبکه ایجاد نشود.

Contingency به دو صورت $n-1$ و $n-2$ تعریف می‌شود، در حالت $n-1$ یک تجهیز از شبکه خارج می‌شود و اخلاقی در سیستم ایجاد نمیشود اما در $n-2$ دو تجهیز بصورت همزمان از شبکه خارج میشوند و اخلاقی در سیستم بوجود نمی‌آید.

در Contingency Analysis نرم افزار بصورت خودکار تمام حالت های ممکن را محاسبه میکند و در Report Contingency Analysis Result نمایش می‌دهد.

برای آنالیز سیستم با استفاده از این ابزار بار دیگر به حالت اولیه یا Basic Case بر میگردیم، بایستی تمام تغییراتی که در سناریو های مختلف ایجاد کرده بودیم اعم از تغییر در بار ها و خارج کردن ژنراتور $G1$ ، به حالت اولیه برگردانیم، با استفاده از گزینه ی  (Reset Calculation)

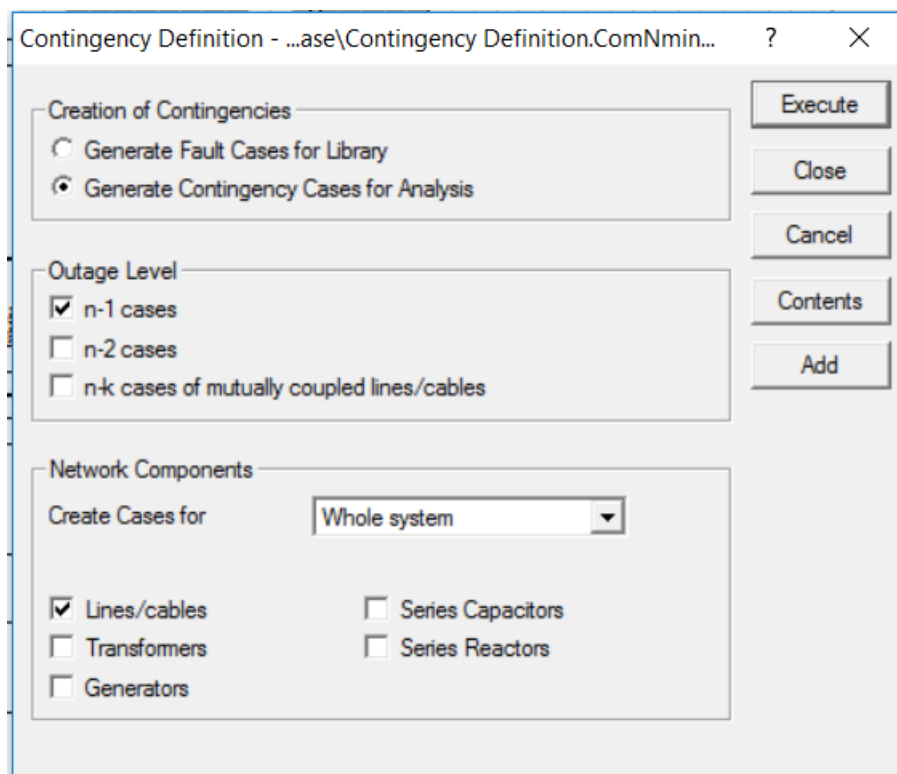
محاسبات انجام شده توسط پنخس بار را ریست میکنیم.

سپس گزینه ی Comparing of Result را Off میکنیم.

پس از انجام این مراحل سیستم به حالت اولیه بر میگردد و دیگر با سناریو های تعریف شده کاری نخواهیم داشت.

حال برای تعریف Contingency از گزینه ی Contingency Definition  () که در نوار ابزار دوم قرار دارد استفاده میکنیم.

با کلیک بر روی این گزینه پنجره ی زیر باز میشود:



در این پنجره میتوانیم انتخاب کنیم که **Contingency Analysis** را برای **n-1** می‌خواهیم و یا برای **n-2**.

همچنین در این پنجره می‌توانیم قسمتی از شبکه را که می‌خواهیم بر روی آن محاسبات انجام شود را انتخاب کنیم، که در ادامه توضیح داده می‌شود.

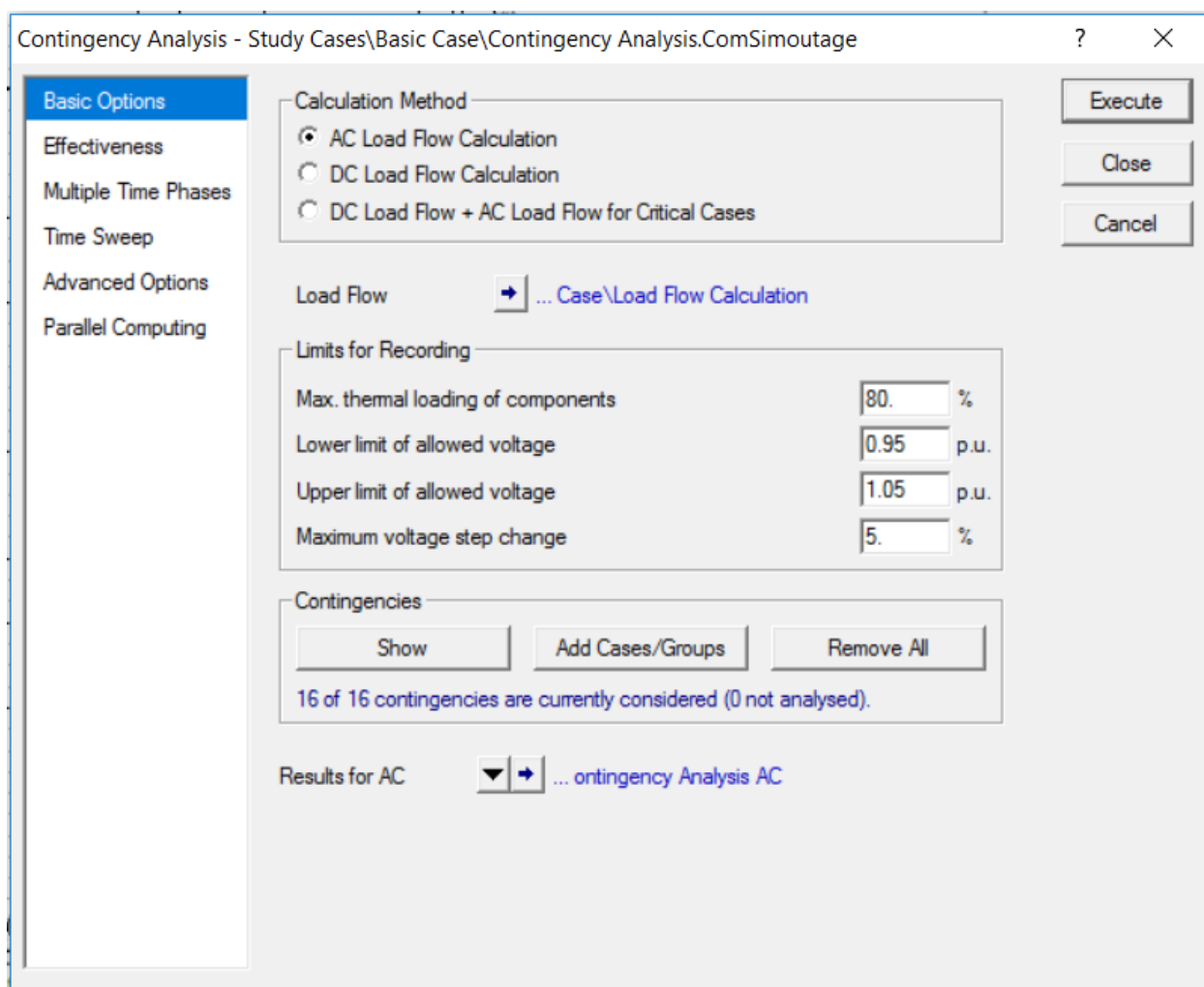
اگر تیک قسمت اول این پنجره بر روی گزینه **Generate Contingency Cases For Analysis** باشد، **Contingency Cases** برای آنالیز ساخته می‌شود. اما اگر این تیک بر روی گزینه اول باشد فقط **Fault cases** ها برای کتابخانه ی نرم افزار تعریف خواهند شد.

در پایین پنجره انواع المان های مدار وجود دارد که میتوانیم با انتخاب هریک و یا همه، آنالیز را برای آنها انجام دهیم.

ابتدا میخواهیم آنالیز را برای $n-1$ المان انجام دهیم، یعنی تمام حالت هایی که ممکن است برای شبکه اتفاق بیوفتد که در آن یک المان از مدار خارج شود اما سیستم همچنان برقرار باشد.

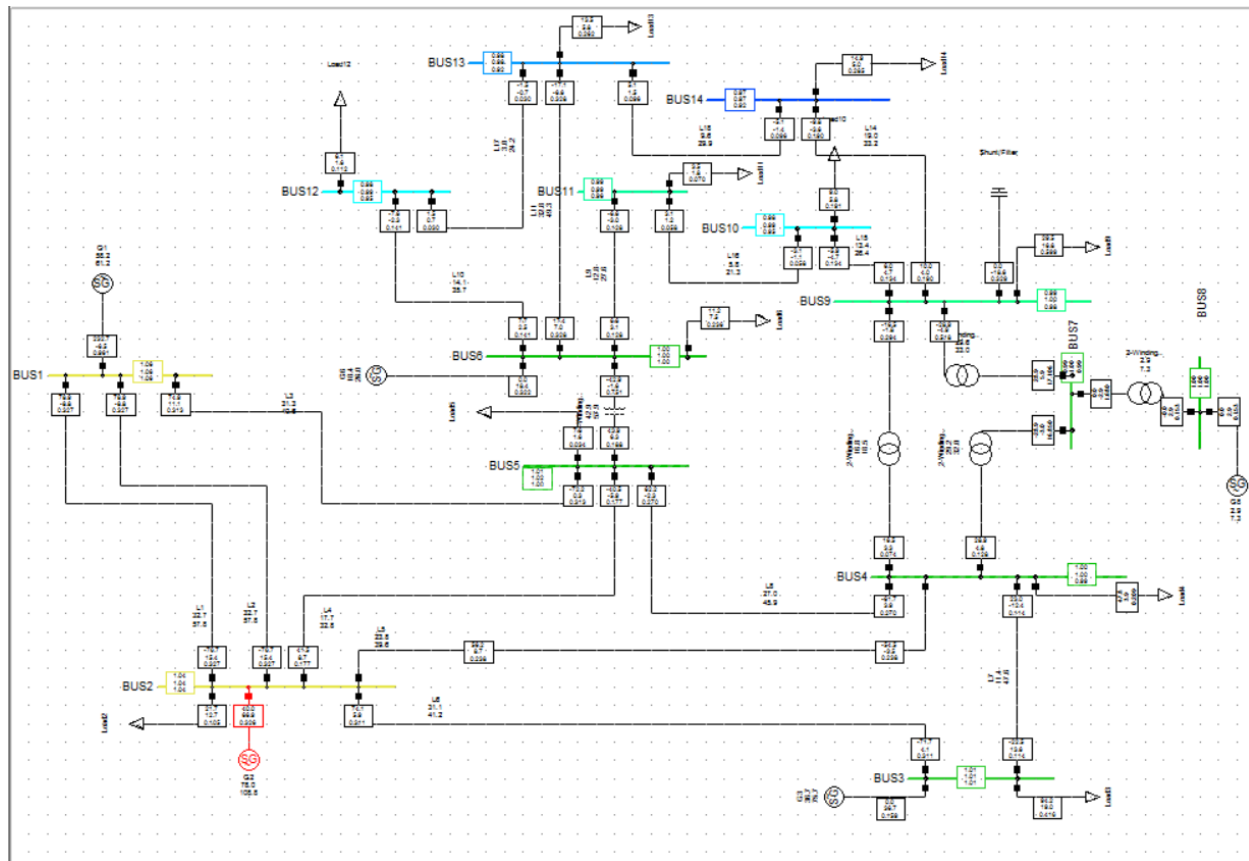
نخست میخواهیم آنالیز را برای خط های کل سیستم انجام دهیم:

پس در پنجره باز شده گزینه **Create cases for whole system** را بر روی **Lines/cables** تیک گزینه را میزنیم، در ادامه خواهیم داشت:



پنجره ای باز می شود که مشابه پنجره پخش بار از ما میخواهد آنالیز را به صورت AC یا DC و یا هر دو باهم انجام دهد، همچنین محدودیت هایی برای سطوح ولتاژ قابل تنظیم است.

پس از کلیک بر روی گزینه Execute محاسبات انجام می شود و خواهیم داشت:



حال با کلیک بر روی گزینه  Show contingencies ، Contingency Case هایی که برای همه ی خطوط وجود دارد نشان داده می شود:

	Name	Number	Out of Service	Object modified	Object modified by
▶	L1	1	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L10	2	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L11	3	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L14	4	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L15	5	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L16	6	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L17	7	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L18	8	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L2	9	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L3	10	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L4	11	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L5	12	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L6	13	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L7	14	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L8	15	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh
▶	L9	16	☐	1/19/2020 3:21:59 P	koorosh

Ln 1 16 object(s) of 16 1 object(s) selected

همانطور که در شکل مشخص است تعداد حالت های Contingency برای خطوط ۱۶ عدد می باشد، که با تعداد کل خط های سیستم برابر است.

حال با کلیک بر روی گزینه  Show Fault Cases خطاهای حالت های مختلف قابل مشاهده است:

Please Select 'Reference/Simulation Events/Fault/Fault Group' - Faults\Fault Cases :

	Name	Type	Object modified	Object modified by
▶	L1		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L10		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L11		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L14		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L15		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L16		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L17		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L18		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L2		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L3		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L4		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L5		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L6		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L7		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L8		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh
▶	L9		1/18/2020 2:19:36 P	koorosh

Ln 1 16 object(s) of 16 1 object(s) selected

همانطور که مشخص است تعداد خطاهای بوجود آمده در سیستم نیز ۱۶ عدد می باشد.

حال می خواهیم به آنالیز هریک از این حالت ها پردازیم بنابراین از گزینه ی

Report Contingency Analysis Result استفاده می کنیم. با کلیک بر روی این گزینه

پنجره ی زیر باز می شود و ما می توانیم گزارش مورد نظر خود را انتخاب کنیم و سپس با کلیک

بر روی گزینه **Execute** نتایج را مشاهده کنیم.

Contingency Analysis Reports - ...dy Cases\Basic Case\Contingency Analysis Reports.ComCntreport ? X

Results

☒ AC ☐ DC Study Cases\Basic Case\Contingency Analysis AC

Report

- ☐ Maximum Loadings
- ☐ Loading Violations
- ☐ Voltage Steps
- ☐ Maximum Voltages
- ☐ Minimum Voltages
- ☒ Max. Voltage Violations
- ☐ Min. Voltage Violations
- ☐ Loading Violations per Case
- ☐ Voltage Violations per Case
- ☐ Generator Effectiveness
- ☐ Quad-Booster Effectiveness
- ☐ Non-convergent Cases

Filters

☐ Suppress contingency violations if base case is violated

Max. Voltage p.u.

Output Format

Output as

Execute Close Cancel

فرض کنیم برای شروع می‌خواهیم گزارشی از بیشترین تخلف ولتاژ (Max.Voltage Violations) را داشته باشیم:

Contingency Analysis Report: Maximum Voltage Violations

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Max. Voltage: 1.050 [p.u.] Max. Voltage Limit: 1.05 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Max. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [1.059 p.u. - 1.061 p.u.]
1	BUS1		1.060	0.000	1.060	-1	Base Case	
2	BUS1		1.060	0.000	1.060	6	L16	
3	BUS1		1.060	0.000	1.060	5	L15	
4	BUS1		1.060	0.000	1.060	8	L18	
5	BUS1		1.060	0.000	1.060	7	L17	
6	BUS1		1.060	0.000	1.060	2	L10	
7	BUS1		1.060	0.000	1.060	1	L1	
8	BUS1		1.060	0.000	1.060	4	L14	
9	BUS1		1.060	0.000	1.060	3	L11	
10	BUS1		1.060	0.000	1.060	14	L7	
11	BUS1		1.060	0.000	1.060	13	L6	
12	BUS1		1.060	0.000	1.060	16	L9	
13	BUS1		1.060	0.000	1.060	15	L8	
14	BUS1		1.060	0.000	1.060	10	L3	
15	BUS1		1.060	0.000	1.060	9	L2	
16	BUS1		1.060	0.000	1.060	12	L5	
17	BUS1		1.060	0.000	1.060	11	L4	

Ln 1 17 Line(s) of 17 1 Line(s) selected

همانطور که در گزارش نشان داده شده است بیشترین افزایش غیرمجاز ولتاژ در سیستم در هر حالت از خطاها مربوط به باس ۱ است.

حال می‌خواهیم گزارش دیگری از آنالیز را مشاهده کنیم؛ گزارش Voltage Steps را بررسی می‌کنیم:

Contingency Analysis Report: Voltage Steps

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Max. Voltage Step: 0.030 [p.u.]
Min. Voltage Limit: 0.95 [p.u.]
Max. Voltage Limit: 1.05 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Voltage Min./Max. [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Voltage Step [0.000 p.u. - 0.055 p.u.]
1	BUS13		0.055	0.980	0.924	3	L11	
2	BUS14		0.045	0.966	0.921	4	L14	
3	BUS10		0.031	0.983	0.952	5	L15	

Ln 1 3 Line(s) of 3 1 Line(s) selected

همانطور که مشاهده می‌شود در نبود خط L11 سطح ولتاژ باس ۱۳ به میزان ۰/۰۵۵ پریونیت متغیر است.

در نبود خط L14 سطح ولتاژ باس ۱۴ به میزان ۰/۰۴۵ پریونیت متغیر است.

در نبود خط L15 سطح ولتاژ باس ۱۰ به میزان ۰/۰۳۱ پریونیت متغیر است.

گزارش Minimum Voltages:

Contingency Analysis Report: Minimum Voltages

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Min. Voltage: 0.950 p.u. Min. Voltage Limit: 0.95 p.u.

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Min. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [0.921 p.u. - 0.980 p.u.]
1	BUS14		0.921	-0.045	0.966	4	L14	
2	BUS13		0.924	-0.055	0.980	3	L11	

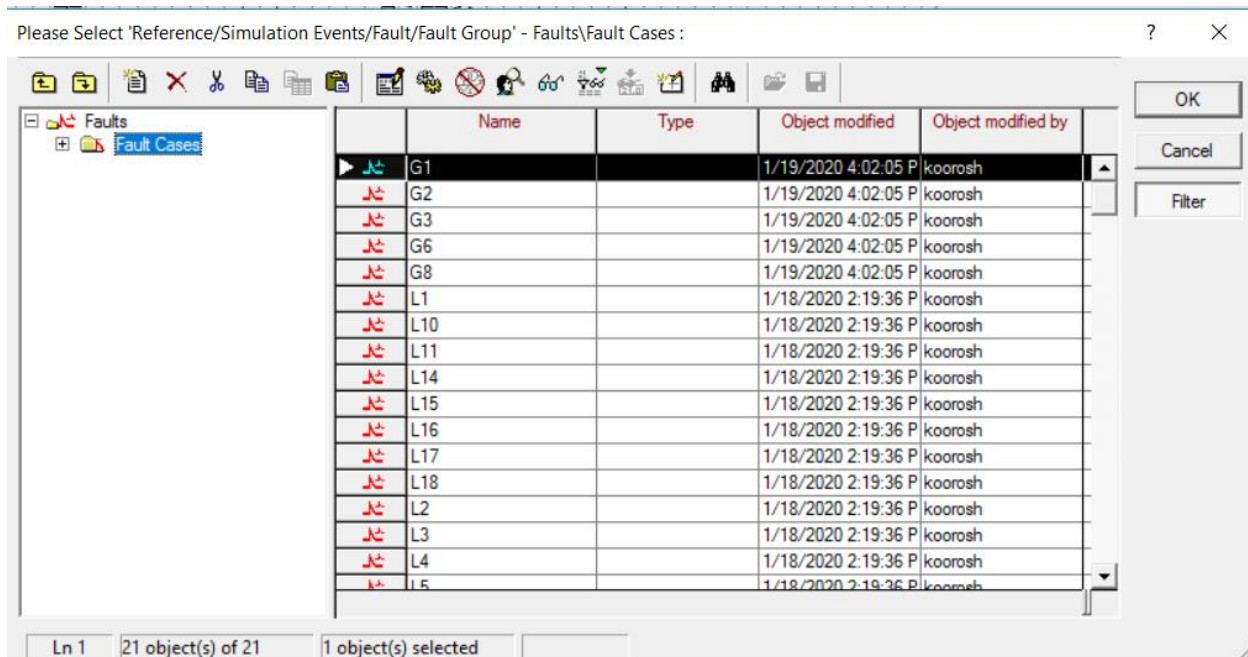
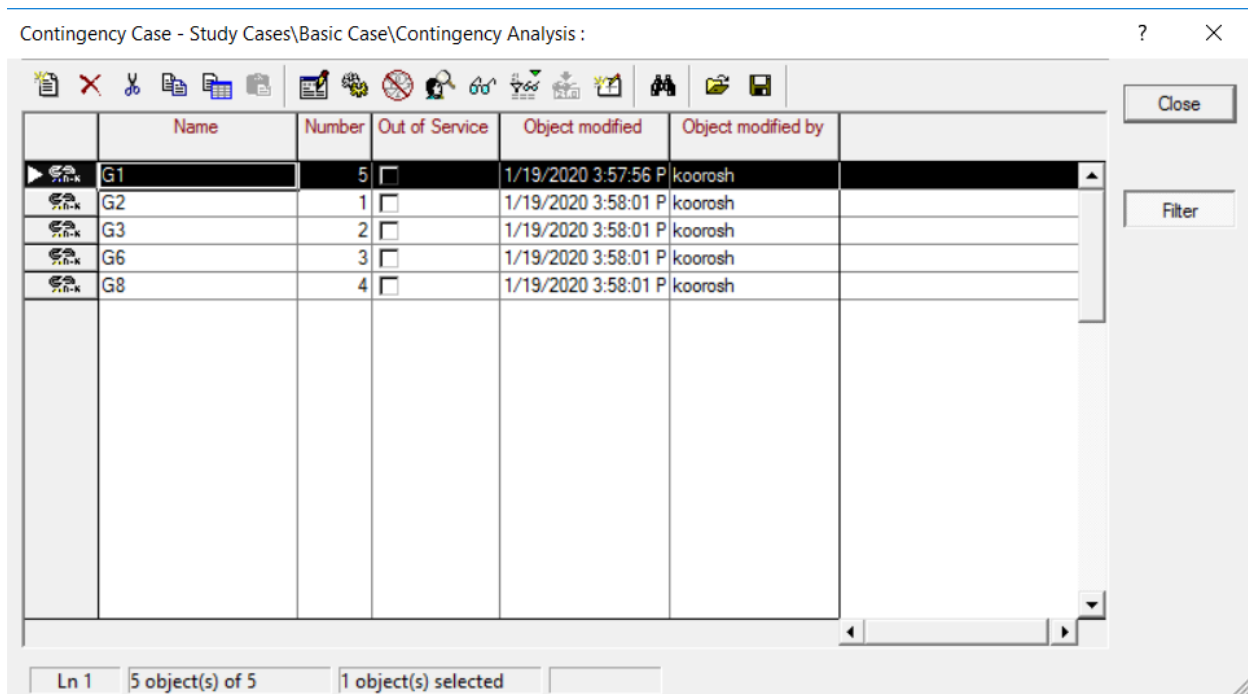
Ln 1 2 Line(s) of 2 1 Line(s) selected

در حالی که خط L14 قطع باشد ولتاژ باس ۱۴ دارای کمترین سطح ولتاژ در سیستم است.

در حالی که خط L11 قطع باشد ولتاژ باس ۱۳ دارای کمترین سطح ولتاژ در سیستم است.

به همین ترتیب می‌توانیم تمام گزارش‌های مورد نیاز را آنالیز کنیم.

حال می‌خواهیم Contingency Analysis را در n-1 حالت برای ژنراتورها بررسی کنیم؛ مانند مراحل گذشته عمل می‌کنیم و اینبار در پنجره ی تعریف Contingency، تیک ژنراتورها را علامت می‌زنیم، بنابراین خواهیم داشت:



همانطور که در شکل ها مشخص است، در پنجره ی **Show Contingencies** این بار به تعداد ژنراتور های شبکه، حالت داریم.

در پنجره ی **Show Fault Cases** نیز خطاهای تعریف شده در حالت جدید نیز به حالت های قبلی اضافه شده است.

حال به آنالیز سیستم با استفاده از **Report Contingency Analysis Result** می پردازیم.

:Maximum Voltage Violations

Contingency Analysis Report: Maximum Voltage Violations

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Max. Voltage: 1.050 [p.u.] Max. Voltage Limit: 1.05 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Max [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [1.059 p.u. - 1.061 p.u.]
1	BUS1		1.060	0.000	1.060	-1	Base Case	
2	BUS1		1.060	0.000	1.060	2	G3	
3	BUS1		1.060	0.000	1.060	1	G2	
4	BUS1		1.060	0.000	1.060	4	G8	
5	BUS1		1.060	0.000	1.060	3	G6	

Ln 1 | 5 Line(s) of 5 | 1 Line(s) selected

همانطور که مشخص است در نبود هر یک از ژنراتور ها نیز بیشترین سطح ولتاژ در سیستم مربوط به باس ۱ می باشد.

:Voltage Steps

Contingency Analysis Report: Voltage Steps

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Max. Voltage Step: 0.030 [p.u.] Min. Voltage Limit: 0.95 [p.u.]
Max. Voltage Limit: 1.05 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Voltage Min./Max. [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Voltage Step [0.000 p.u. - 0.040 p.u.]
1	BUS3		0.040	1.010	0.970	2	G3	
2	BUS6		0.038	1.000	0.962	3	G6	
3	BUS12		0.037	0.984	0.947	3	G6	
4	BUS13		0.036	0.980	0.944	3	G6	

Ln 1 4 Line(s) of 4 1 Line(s) selected

همانطور که در شکل مشخص است در نبود ژنراتور **G3** سطح ولتاژ باس ۳ به میزان 0/04 پریونیت متغیر است.

در نبود ژنراتور **G6** سطح ولتاژ باس ۶، باس ۱۲، باس ۱۳، به ترتیب به اندازه 0/038، 0/037 و 0/036 پریونیت متغیر هستند.

Minimum Voltage Violations

Contingency Analysis Report: Minimum Voltage Violations

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Min. Voltage: 0.950 [p.u.] Min. Voltage Limit: 0.95 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Min. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [0.940 p.u. - 0.984 p.u.]
1	BUS14		0.940	-0.025	0.966	3	G6	
2	BUS13		0.944	-0.036	0.980	3	G6	
3	BUS12		0.947	-0.037	0.984	3	G6	

Ln 1 3 Line(s) of 3 1 Line(s) selected

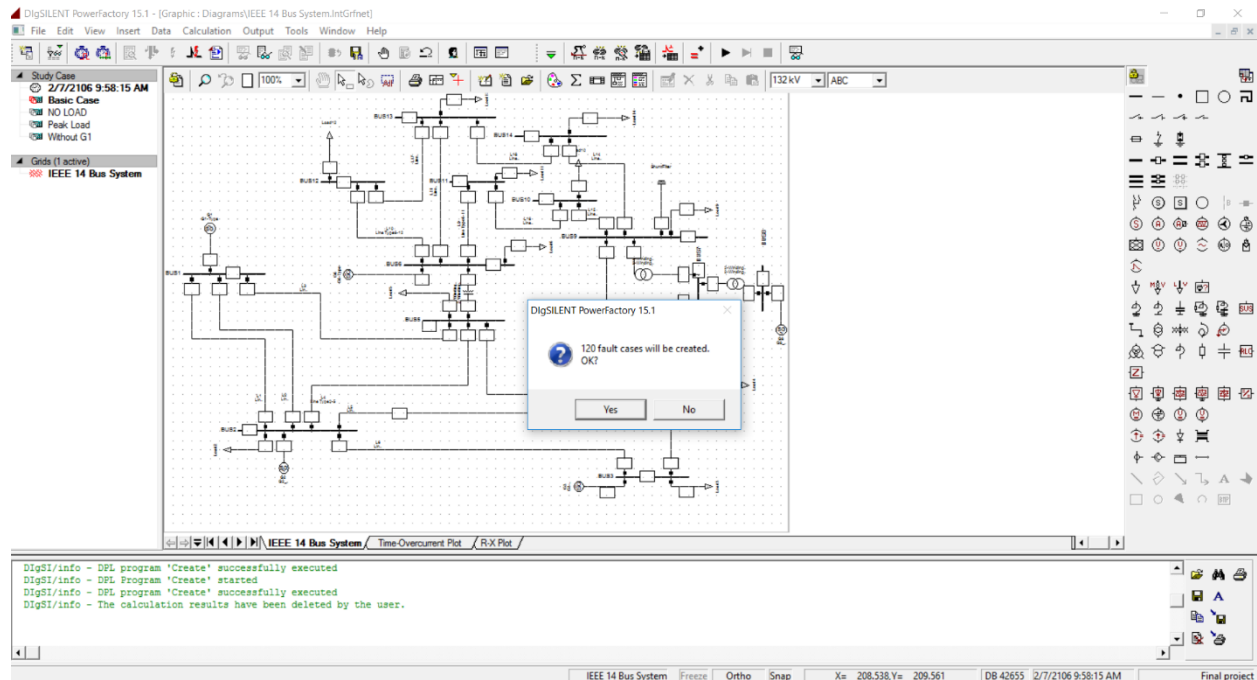
در نبود ژنراتور G6، باس های ۱۴ و ۱۳ و ۱۲ به ترتیب با 0/947، 0/944، 0/940 پریونیت دارای کمترین افت ولتاژ خواهند بود.

به همین ترتیب سایر گزارش های مورد نیاز قابل آنالیز خواهند بود.

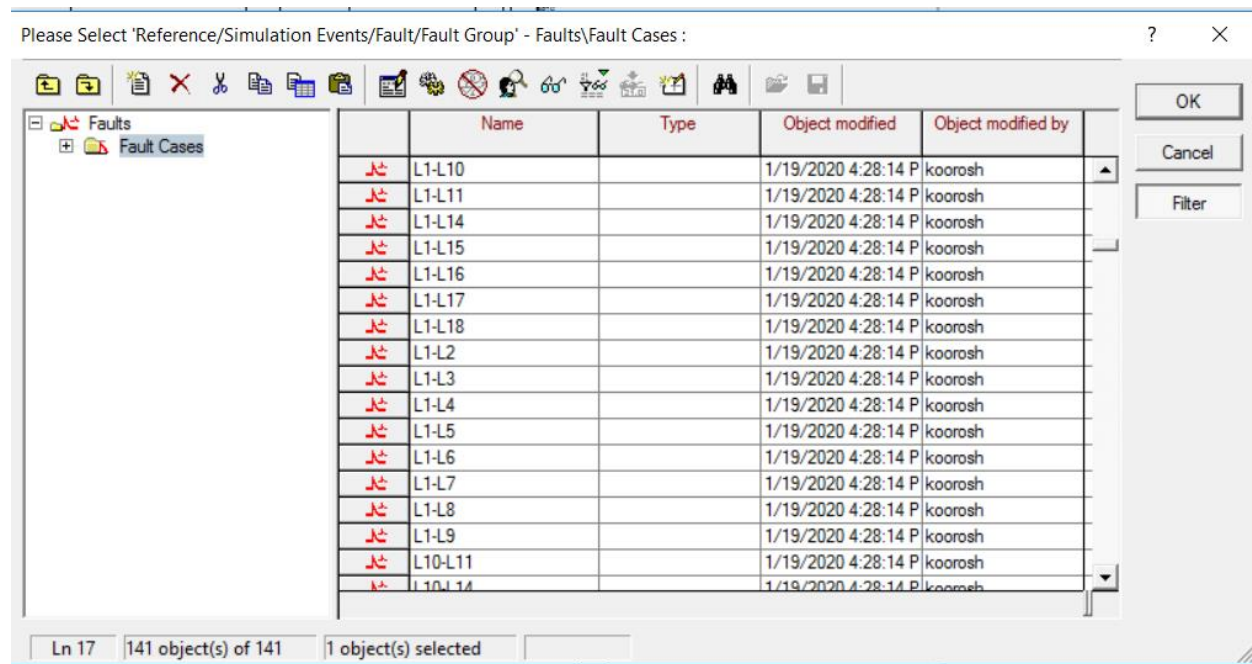
حال می‌خواهیم Contingency Analysis را برای n-2 حالت بررسی کنیم:

ابتدا برای خطوط در نظر می‌گیریم، مطابق مراحل گفته شده عمل می‌کنیم و اینبار n-2 را انتخاب می‌کنیم، این بدان معنی است که آنالیز ها در هر حالت براساس قطع بودن ۲ تا از خط ها انجام می‌شود.

پس از انتخاب n-2 برای خطوط در حالت ساخت Fault Cases پس از کلیک بر روی گزینه Execute نرم افزار تعداد خطاهای ساخته شده را به نمایش میگذارد:

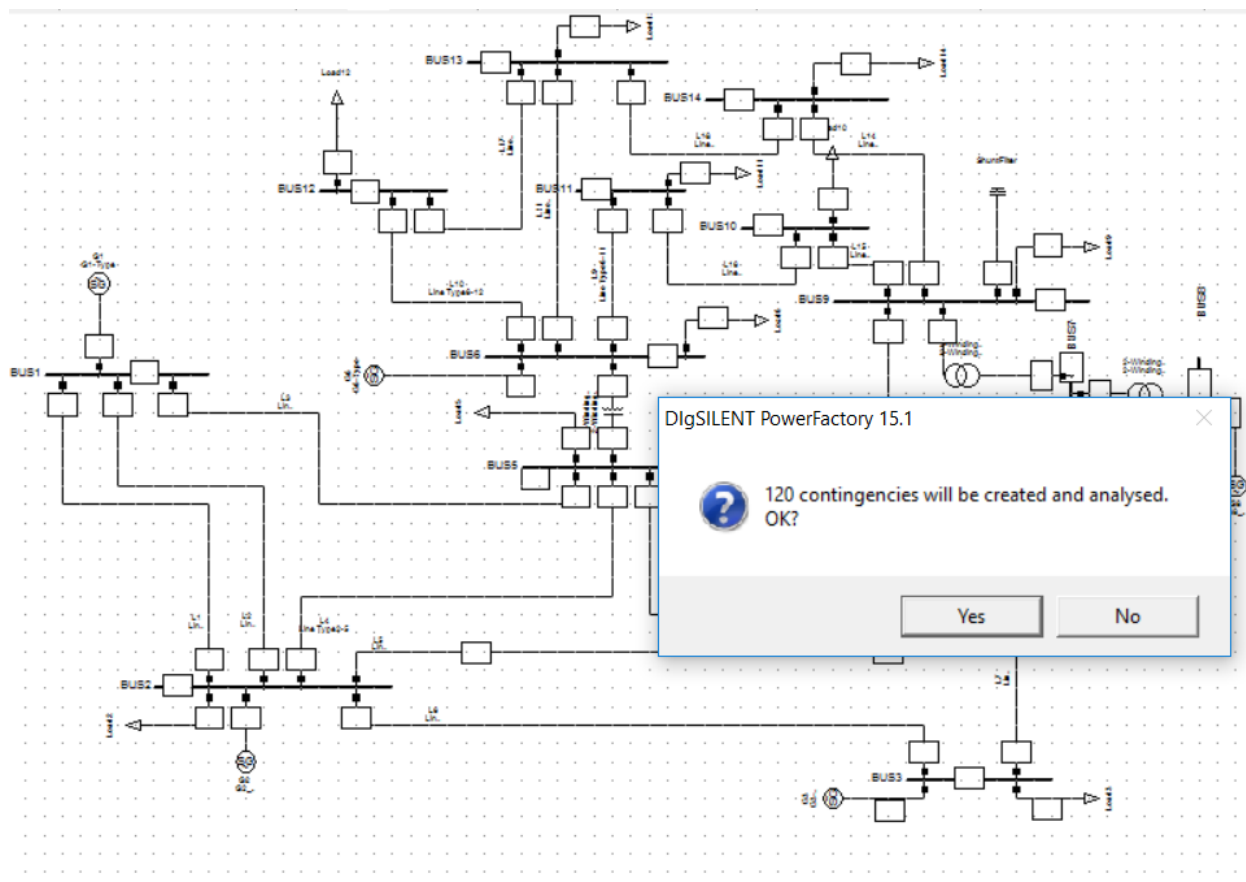


همانطور که مشخص است نرم افزار ۱۲۰ خطا را در این حالت خواهد ساخت، با کلیک بر روی گزینه ok به ادامه مراحل می پردازیم:



طبق مراحل گفته شده در قبل پنجره **Fault Case** را باز میکنیم، با توجه به این که تمام خطاهای تعریف شده در قبل نیز در کتابخانه نرم افزار موجود است، تعداد ۱۴۱ خطا نشان داده شده است، اما در این حالت خطاهایی که تعریف کردیم ۱۲۰ عدد هستند.

مجددا در این حالت با توجه به مطالب گفته شده در قبل **Contingency cases For Analysis** تعریف میکنیم:



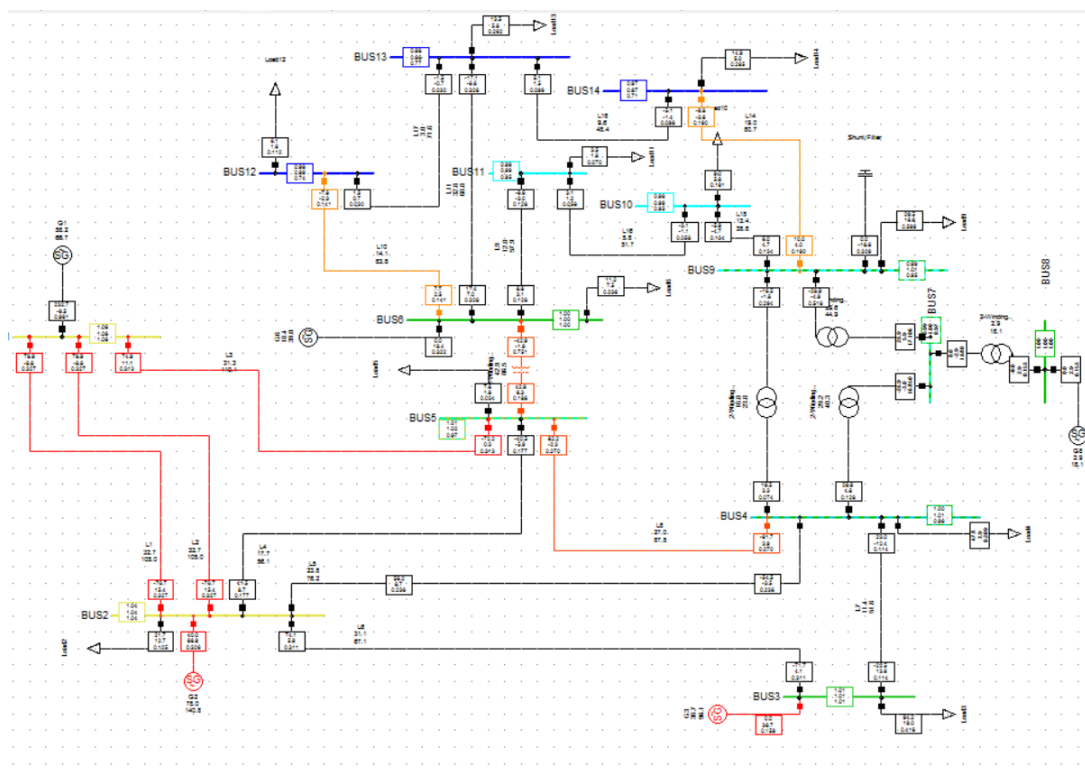
همانطور که مشاهده می شود در این حالت نیز تعداد **Contingency** ها ۱۲۰ عدد است که در پنجره **Show contingencies** قابل مشاهده است:

Contingency Case - Study Cases\Basic Case\Contingency Analysis :

	Name	Number	Out of Service	Object modified	Object modified by
▶	L1-L10	1	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L11	2	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L14	3	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L15	4	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L16	5	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L17	6	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L18	7	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L2	8	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L3	9	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L4	10	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L5	11	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L6	12	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L7	13	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L8	14	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L1-L9	15	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L10-L11	16	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh
▶	L10-L14	17	☐	1/19/2020 4:29:08 P	koorosh

Ln 1 120 object(s) of 120 1 object(s) selected

همانطور که انتظار داشتیم چون $n-2$ را انتخاب کردیم، در هر حالت ۲ خط از سیستم خارج می‌شوند. بعنوان مثال در حالت اول خطوط L1, L10 بطور همزمان از شبکه خارج شده‌اند. در شکل زیر دیاگرام تک خطی مدار با رنگ های مختلف بر اساس ولتاژها نشان داده شده است.



حال به آنالیز گزارش های نتایج می پردازیم:

:Maximum Loadings

Contingency Analysis Report: Maximum Loadings

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0 % - 110 %]
1	L3		110.1	110.1	31.3	8	L1-L2	
2	L1		105.0	105.0	32.7	93	L2-L3	
3	L2		105.0	105.0	32.7	9	L1-L3	
4	L8		87.5	87.5	27.0	111	L5-L6	
5	2-Winding Transformer5-6		86.5	86.5	42.9	113	L5-L8	
6	L10		83.8	83.8	14.1	30	L11-L14	
7	L14		80.7	80.7	19.0	16	L10-L11	

Ln 1 7 Line(s) of 7 1 Line(s) selected

همانطور که در شکل مشخص است بیشترین بارگذاری در هر حالت از Contingency ها نشان داده است.

که بیشترین آن مربوط به خط L3 در حالتی است که خطوط L1,L2 از سیستم خارج شوند.

:Loading Violations

Contingency Analysis Report: Maximum Loadings

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0 % - 110 %]
1	L3		110.1	110.1	31.3	8	L1-L2	
2	L1		105.0	105.0	32.7	93	L2-L3	
3	L2		105.0	105.0	32.7	9	L1-L3	
4	L8		87.5	87.5	27.0	111	L5-L6	
5	2-Winding Transformer5-6		86.5	86.5	42.9	113	L5-L8	
6	L10		83.8	83.8	14.1	30	L11-L14	
7	L14		80.7	80.7	19.0	16	L10-L11	

Ln 1 7 Line(s) of 7 1 Line(s) selected

این گزارش مربوط به بارگذاری بیش از حد مجاز است.

که همانطور که مشخص است بیشترین بارگذاری غیر مجاز مربوط به خط L3 در حالتی که دو خط L1, L2 بطور همزمان از سیستم خارج شوند می باشد، که به میزان 110/1 درصد افزایش داشته است.

:Voltage Steps

Contingency Analysis Report: Voltage Steps

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Max. Voltage Step: 0.030 [p.u.] Min. Voltage Limit: 0.95 [p.u.]
Max. Voltage Limit: 1.05 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Voltage Min./Max. [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Voltage Step [0.000 p.u. - 0.251 p.u.]
1	BUS14		0.251	0.966	0.714	30	L11-L14	
2	BUS12		0.242	0.984	0.743	16	L10-L11	
3	BUS13		0.214	0.980	0.765	16	L10-L11	
4	BUS4		0.040	1.003	0.963	113	L5-L8	
5	BUS5		0.039	1.010	0.971	100	L3-L4	
6	BUS11		0.038	0.988	0.950	120	L8-L9	
7	BUS9		0.038	0.989	0.951	113	L5-L8	
8	BUS10		0.034	0.983	0.949	113	L5-L8	

Ln 1 8 Line(s) of 8 1 Line(s) selected

این گزارش مربوط به سطوح ولتاژ باس هاست، همانطور که مشخص است در حالتی که خط های L11, L14 از سیستم خارج شوند، باس ۱۴ به میزان 0.251 پریونیت تغییر سطح ولتاژ خواهد داشت.

:Minimum Voltages

Contingency Analysis Report: Minimum Voltages

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Min. Voltage: 0.950 [p.u.] Min. Voltage Limit: 0.95 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Min. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [0.714 p.u. - 0.988 p.u.]
1	BUS14		0.714	-0.251	0.966	30	L11-L14	
2	BUS12		0.743	-0.242	0.984	16	L10-L11	
3	BUS13		0.765	-0.214	0.980	16	L10-L11	
4	BUS10		0.949	-0.034	0.983	113	L5-L8	
5	BUS11		0.950	-0.038	0.988	120	L8-L9	

Ln 1 5 Line(s) of 5 1 Line(s) selected

این گزارش مربوط به کمترین ولتاژ هاست، همانطور که مشاهده می شود کمترین ولتاژ مربوط به باس ۱۴ و در حالتی است که خطوط L11, L14 از سیستم خارج شده اند.

بار دیگر Contingency Analysis n-2 را برای ژنراتور های سیستم تعریف می کنیم:

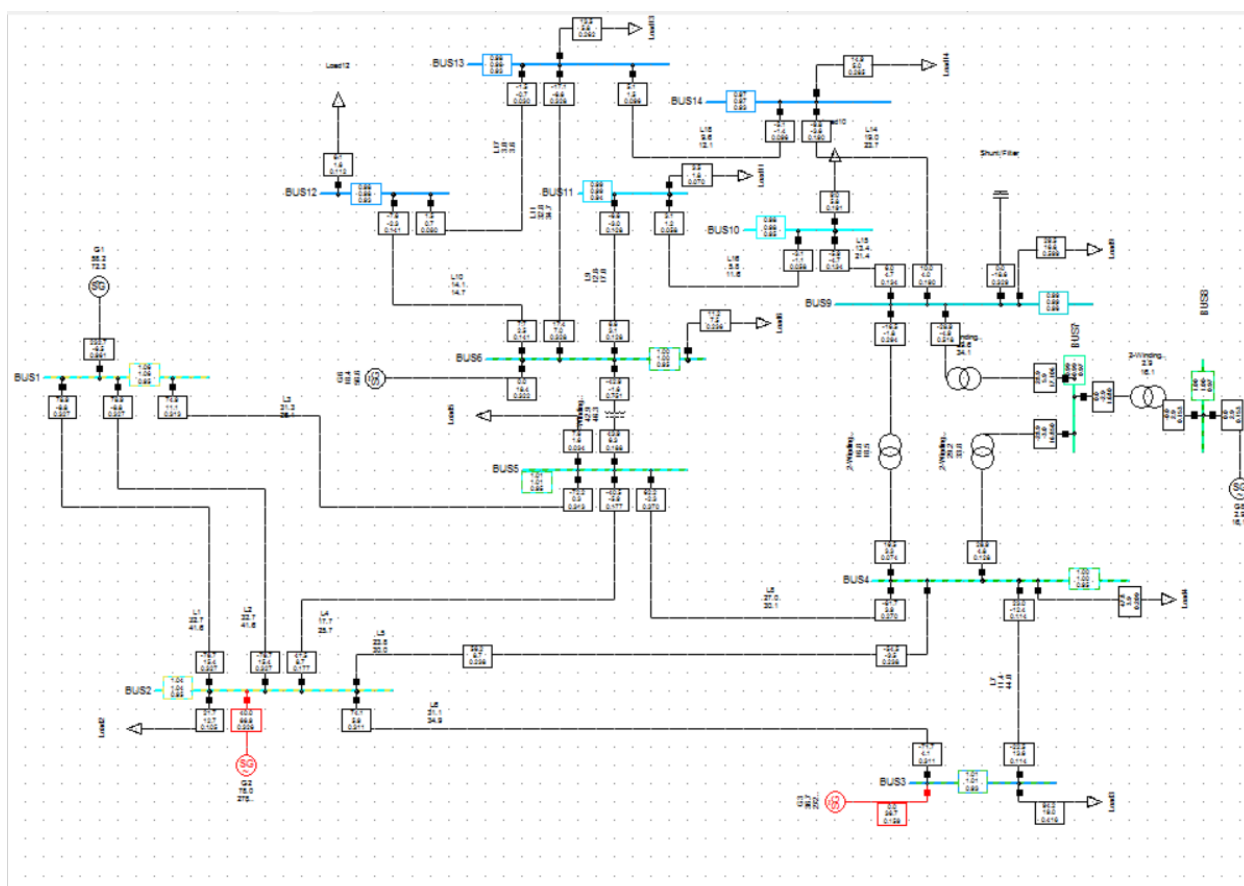
Please Select 'Reference/Simulation Events/Fault/Fault Group' - Faults/Fault Cases :

Name	Type	Object modified	Object modified by
G1-G2		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G1-G3		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G1-G6		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G1-G8		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G2-G3		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G2-G6		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G2-G8		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G3-G6		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G3-G8		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
G6-G8		1/19/2020 5:14:51 P	koorosh
L1-L10		1/19/2020 4:28:14 P	koorosh
L1-L11		1/19/2020 4:28:14 P	koorosh
L1-L14		1/19/2020 4:28:14 P	koorosh
L1-L15		1/19/2020 4:28:14 P	koorosh
L1-L16		1/19/2020 4:28:14 P	koorosh
L1-L17		1/19/2020 4:28:14 P	koorosh
L1-L18		1/19/2020 4:28:14 P	koorosh

Contingency Case - Study Cases\Basic Case\Contingency Analysis :

Name	Number	Out of Service	Object modified	Object modified by
G1-G2	1	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G1-G3	2	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G1-G6	3	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G1-G8	4	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G2-G3	5	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G2-G6	6	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G2-G8	7	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G3-G6	8	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G3-G8	9	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh
G6-G8	10	☐	1/19/2020 5:15:00 P	koorosh

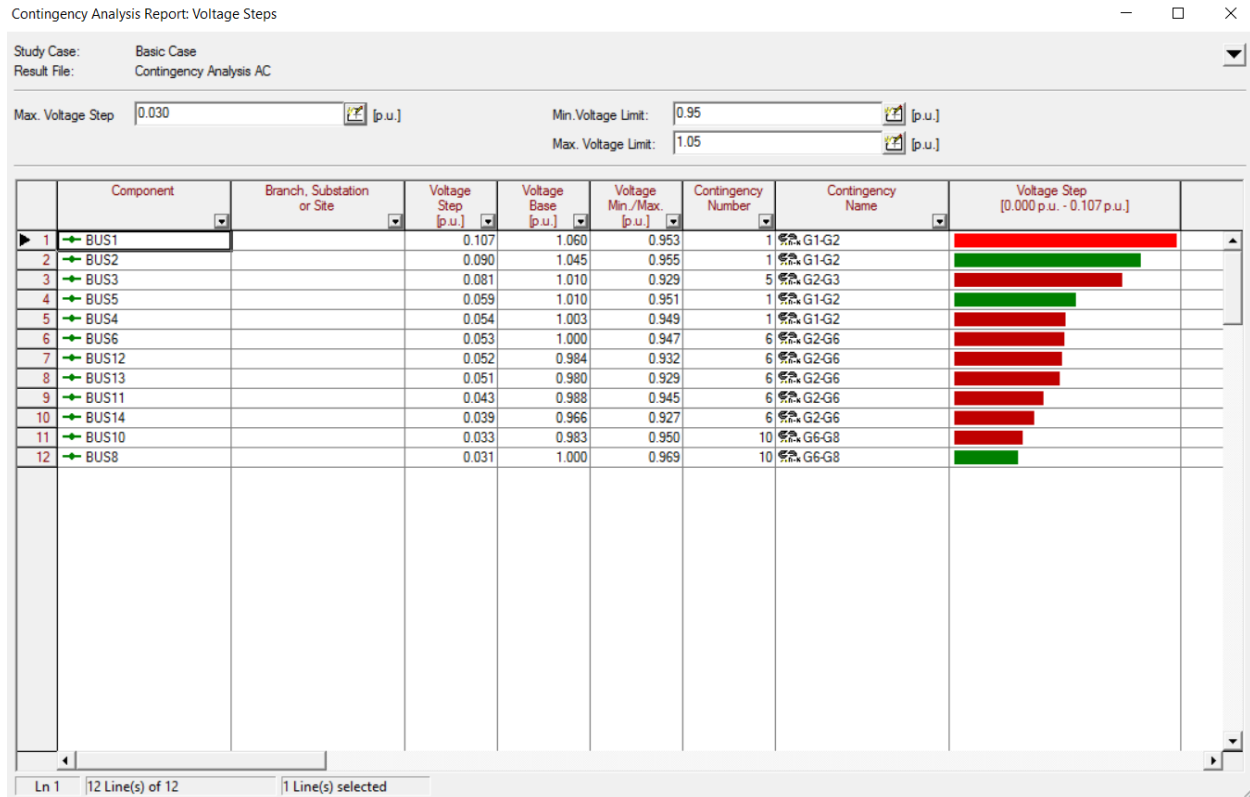
همانطور که در شکل های بالا مشخص است در این حالت ۱۰ Contingency و ۱۰ Fault Case داریم.



وضعیت ولتاژ باس ها در 2-n Contingency Analysis برای ژنراتور ها

حال به آنالیز گزارش های نتایج میپردازیم:

:Voltage Steps



در این گزارش سطح ولتاژ باس ها در هر حالت اندازه گیری شده است؛ همانطور که مشخص است سطح ولتاژ باس ۱ در حالتی که ژنراتورهای G1, G2 بطور همزمان از سیستم خارج شوند به اندازه 0/107 پریونیت تغییر داشته است.

:Minimum Voltages

Contingency Analysis Report: Minimum Voltages

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Min. Voltage: 0.950 [p.u.] Min.Voltage Limit: 0.95 [p.u.]

	Component	Branch, Substation or Site	Voltage Min. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [0.927 p.u. - 1.010 p.u.]
1	BUS14		0.927	-0.039	0.966	6	G2-G6	
2	BUS13		0.929	-0.051	0.980	6	G2-G6	
3	BUS3		0.929	-0.081	1.010	5	G2-G3	
4	BUS12		0.932	-0.052	0.984	6	G2-G6	
5	BUS11		0.945	-0.043	0.988	6	G2-G6	
6	BUS6		0.947	-0.053	1.000	6	G2-G6	
7	BUS4		0.949	-0.054	1.003	1	G1-G2	
8	BUS10		0.950	-0.033	0.983	10	G6-G8	

Ln 1 8 Line(s) of 8 1 Line(s) selected

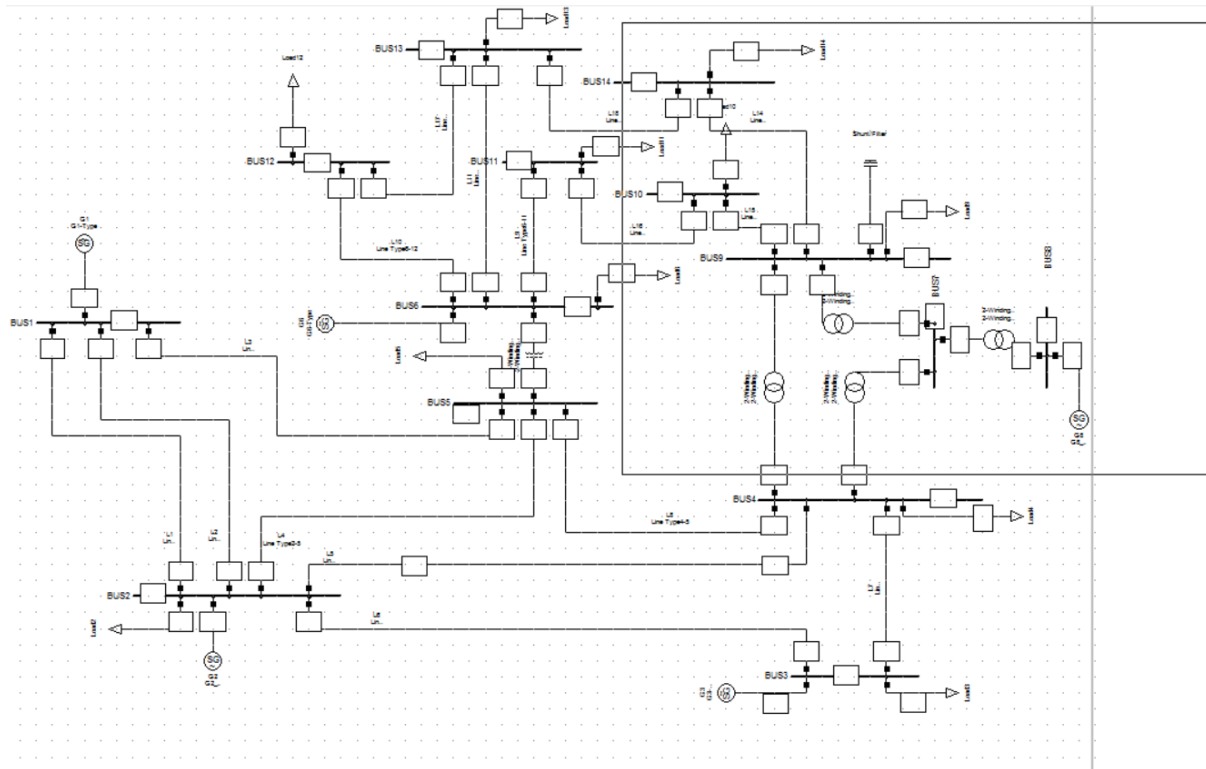
این گزارش مربوط به کمترین ولتاژ باس ها می باشد؛ همانطور که مشخص است باس ۱۴ در حالتی که ژنراتور های G2,G6 بطور همزمان از سیستم خارج شوند، دارای کمترین سطح ولتاژ به میزان 0/927 پریونیت است.

سایر گزارش ها نیز به همین ترتیب قابل آنالیز می باشند.

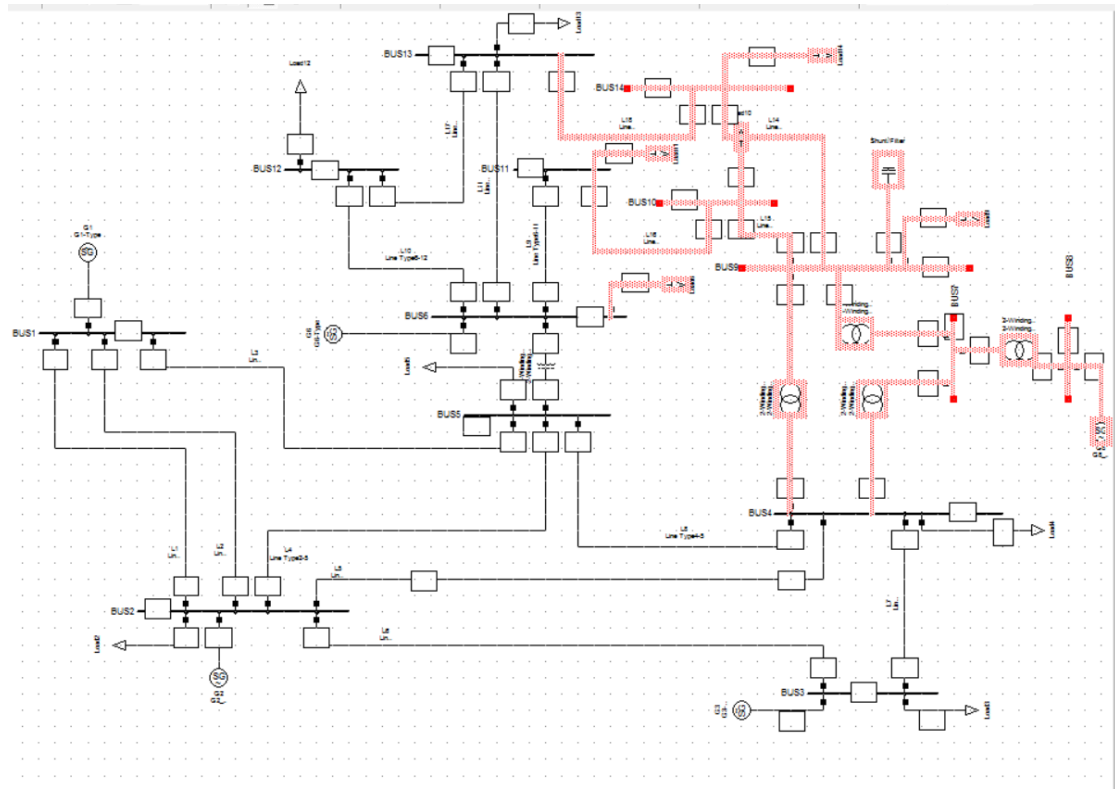
Contingency Analysis برای قسمت دلخواهی از سیستم

اگر بخواهیم قسمتی از سیستم را بطور دلخواه آنالیز کنیم بگونه ای که فقط برای آن قسمت Fault Cases و Contingency Cases تعریف شود از مراحل زیر استفاده می‌کنیم:

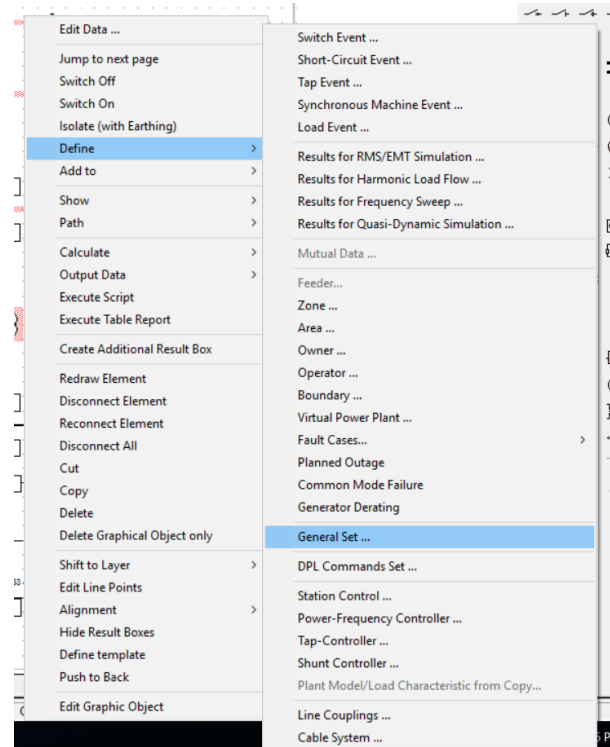
ابتدا ابزار Rectangular Selection  را در نوار سوم نرم افزار انتخاب می‌کنیم، سپس با نگه داشتن کلیک چپ و کشیدن ماوس بر روی قسمت هایی از مدار که مورد نظرمان است، آن بخش را Select می‌کنیم:



سپس ماوس را رها می‌کنیم، ملاحظه می‌کنیم که قسمت های مورد نظر ما با رنگ قرمز مشخص شده اند:

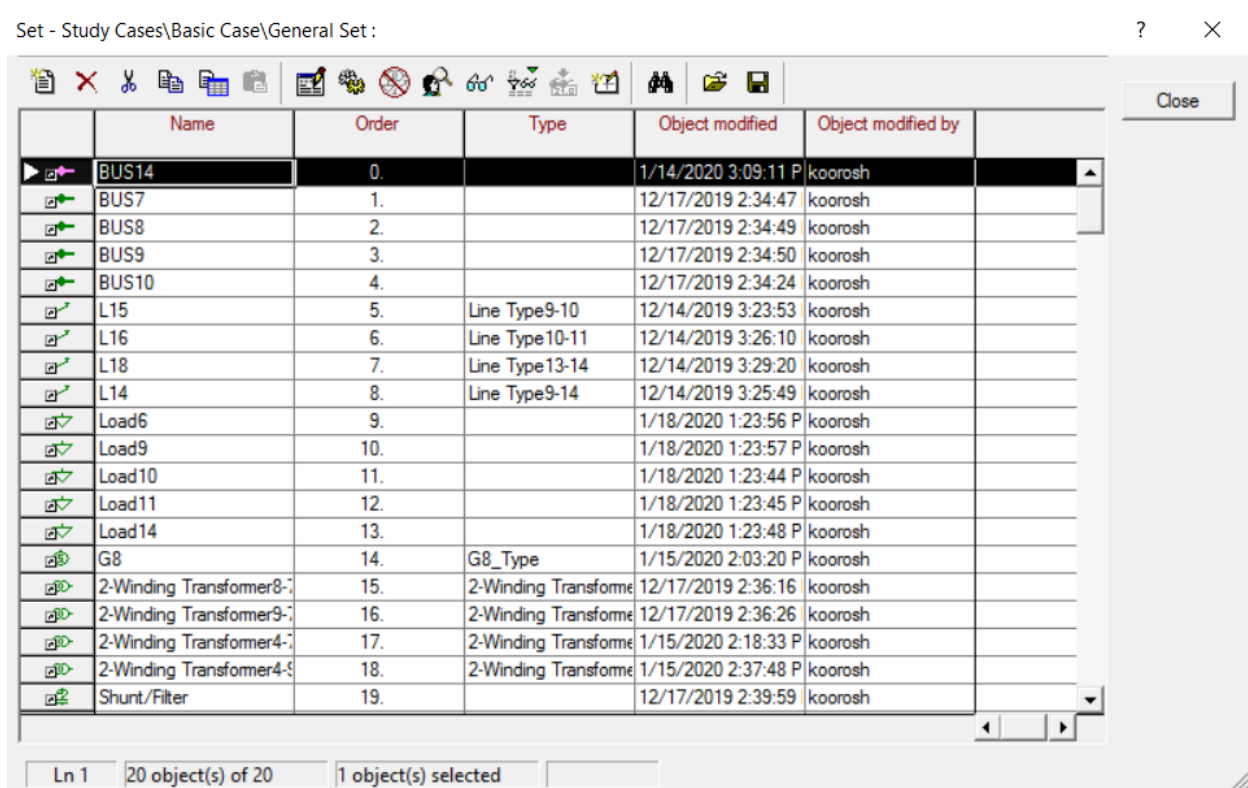


پس از انتخاب قسمت مورد نظر، بر روی آن کلیک راست می‌کنیم و از گزینه Define و سپس گزینه General Set، قسمت مورد نظر را تعریف می‌کنیم:



پس از کلیک بر روی گزینه **General Set** پنجره ای باز می شود که تمام المان هایی که در آن قسمت انتخاب شده اند نشان داده شده است:

Set - Study Cases\Basic Case\General Set :

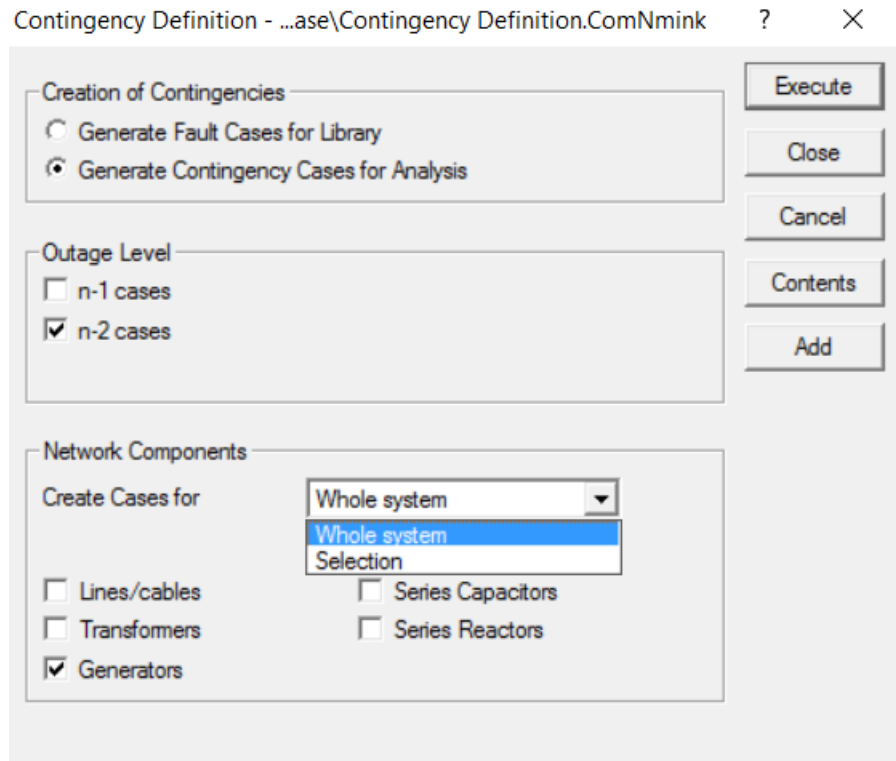


	Name	Order	Type	Object modified	Object modified by
▶	BUS14	0.		1/14/2020 3:09:11 P	koorosh
▶	BUS7	1.		12/17/2019 2:34:47	koorosh
▶	BUS8	2.		12/17/2019 2:34:49	koorosh
▶	BUS9	3.		12/17/2019 2:34:50	koorosh
▶	BUS10	4.		12/17/2019 2:34:24	koorosh
▶	L15	5.	Line Type9-10	12/14/2019 3:23:53	koorosh
▶	L16	6.	Line Type10-11	12/14/2019 3:26:10	koorosh
▶	L18	7.	Line Type13-14	12/14/2019 3:29:20	koorosh
▶	L14	8.	Line Type9-14	12/14/2019 3:25:49	koorosh
▶	Load6	9.		1/18/2020 1:23:56 P	koorosh
▶	Load9	10.		1/18/2020 1:23:57 P	koorosh
▶	Load10	11.		1/18/2020 1:23:44 P	koorosh
▶	Load11	12.		1/18/2020 1:23:45 P	koorosh
▶	Load14	13.		1/18/2020 1:23:48 P	koorosh
▶	G8	14.	G8_Type	1/15/2020 2:03:20 P	koorosh
▶	2-Winding Transformer8-	15.	2-Winding Transfome	12/17/2019 2:36:16	koorosh
▶	2-Winding Transformer9-	16.	2-Winding Transfome	12/17/2019 2:36:26	koorosh
▶	2-Winding Transformer4-	17.	2-Winding Transfome	1/15/2020 2:18:33 P	koorosh
▶	2-Winding Transformer4-S	18.	2-Winding Transfome	1/15/2020 2:37:48 P	koorosh
▶	Shunt/Filter	19.		12/17/2019 2:39:59	koorosh

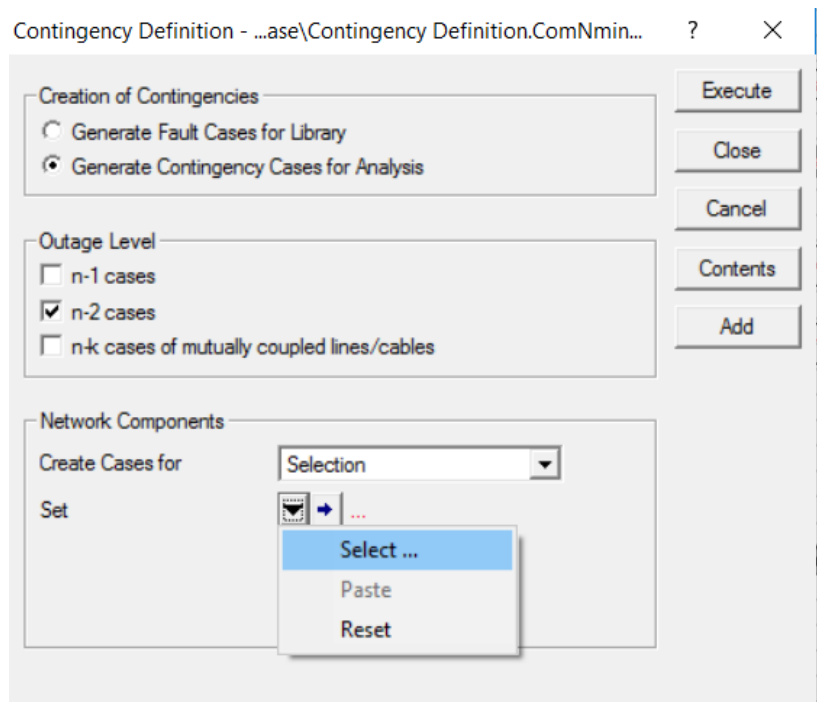
Ln 1 20 object(s) of 20 1 object(s) selected

همانطور که مشخص است، ناحیه انتخاب شده دارای ۲۰ المان است، که شمال المان های نشان داده شده می باشد.

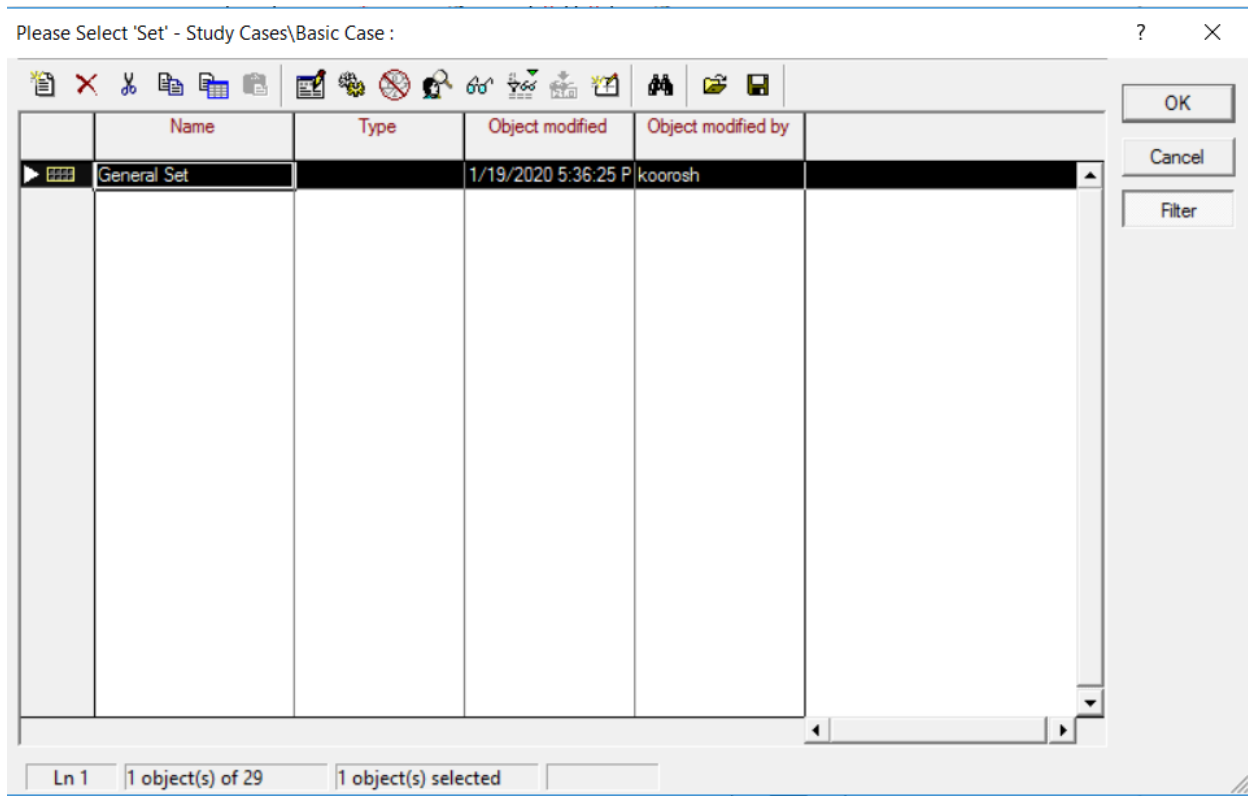
پس از مشاهده المان ها گزینه **Close** را میزنیم و سپس تمام مراحل که در تعریف و آنالیز **Contingency** ها انجام دادیم سperi میکنیم با این تفاوت که در پنجره ی تعریف **Contingency** ها در قسمت **Create Cases For** بر روی مستطیلی که در آن **Whole System** (کل سیستم) انتخاب شده است کلیک میکنیم. مطابق شکل زیر:



سپس گزینه Selection را انتخاب می‌کنیم؛ پس از انتخاب Selection از قسمت Set بر روی فلش رو به پایین کلیک می‌کنیم و گزینه Select را انتخاب می‌کنیم؛ مطابق شکل زیر:

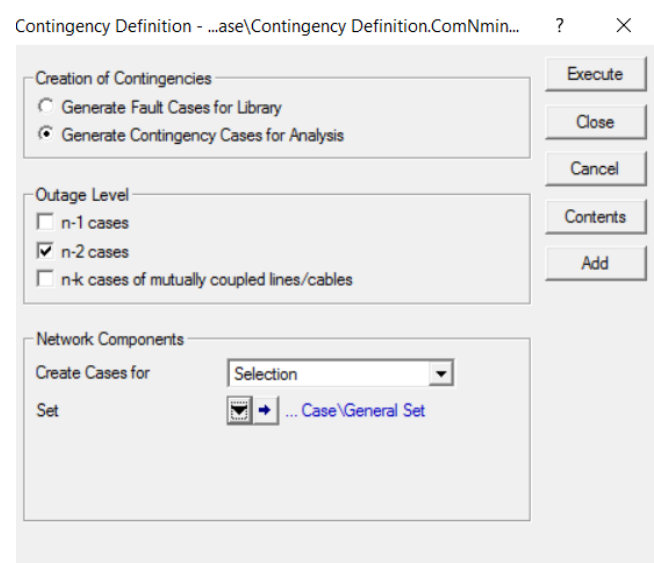


پس از کلیک بر روی گزینه **Select** پنجره زیر باز می شود:

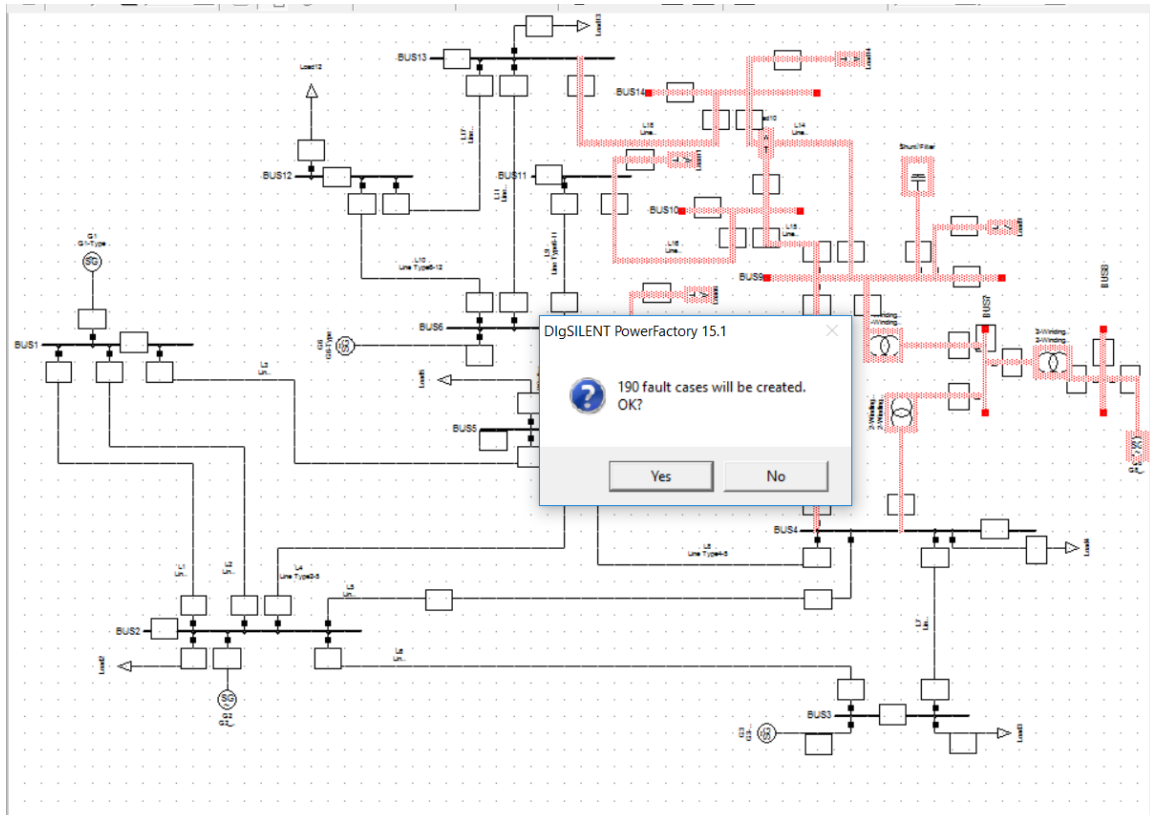


که در اینجا **General Set** همان بخشی است که انتخاب کردیم و مورد نظر ماست.

بر روی گزینه **Ok** کلیک می کنیم و سایر مراحل را مطابق آنچه گفته شد انجام می دهیم.



آنالیز n-2 Cases قسمت انتخاب شده سیستم:

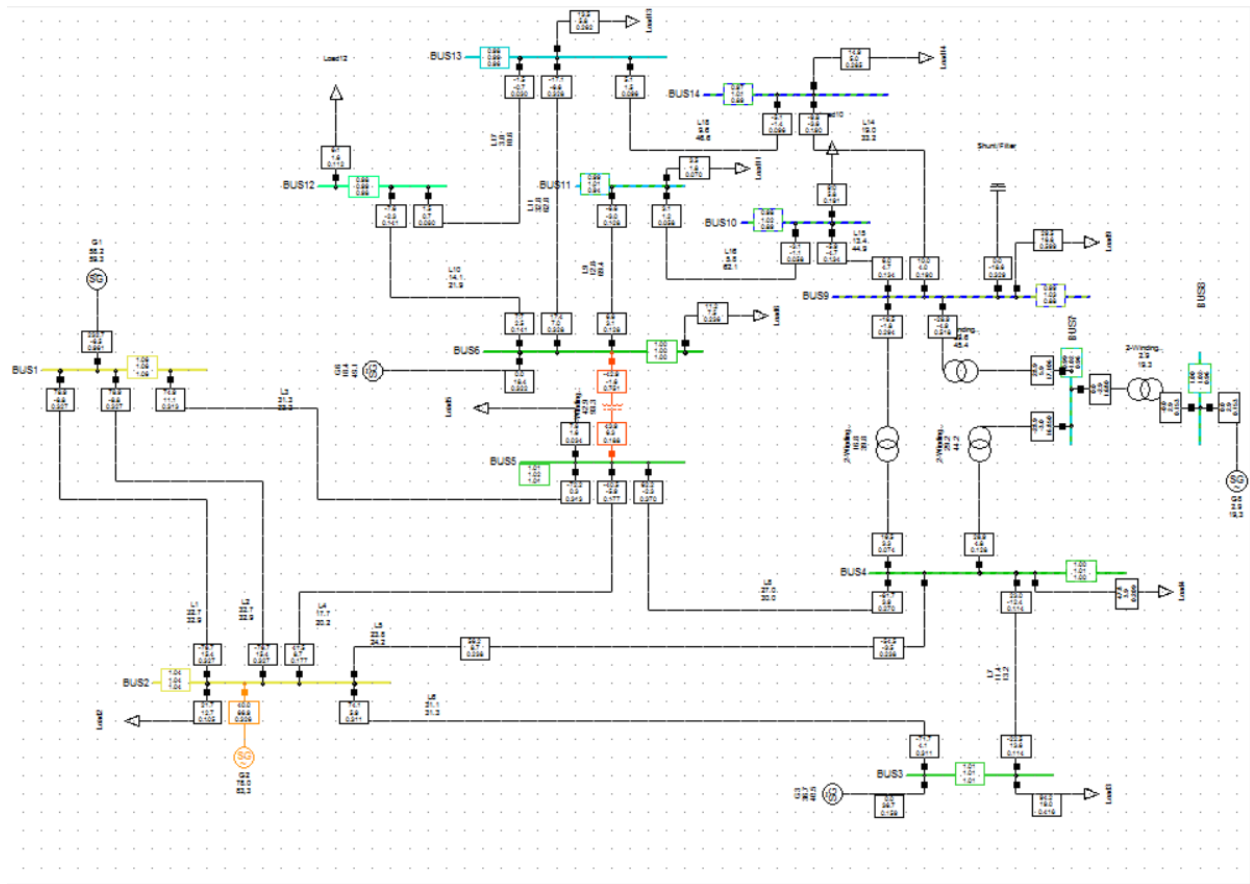


Contingency Case - Study Cases\Basic Case\Contingency Analysis :

Name	Number	Out of Service	Object modified	Object modified by
2-Winding Transformer4-	188	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer4-	189	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer4-	190	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer8-	181	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer8-	182	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer8-	183	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer8-	184	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer9-	185	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer9-	186	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
2-Winding Transformer9-	187	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-2-Winding Transf	83	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-2-Winding Transf	84	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-2-Winding Transf	81	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-2-Winding Transf	82	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-G8	80	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-L14	74	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-L15	71	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-L16	72	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-L18	73	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh
BUS10-Load10	77	☐	1/19/2020 5:56:04 P	koorosh

Contingency Case های قسمت انتخاب شده

همانطور که نشان داده شده است بخش انتخاب شده سیستم دارای 190 Fault Cases میباشد.

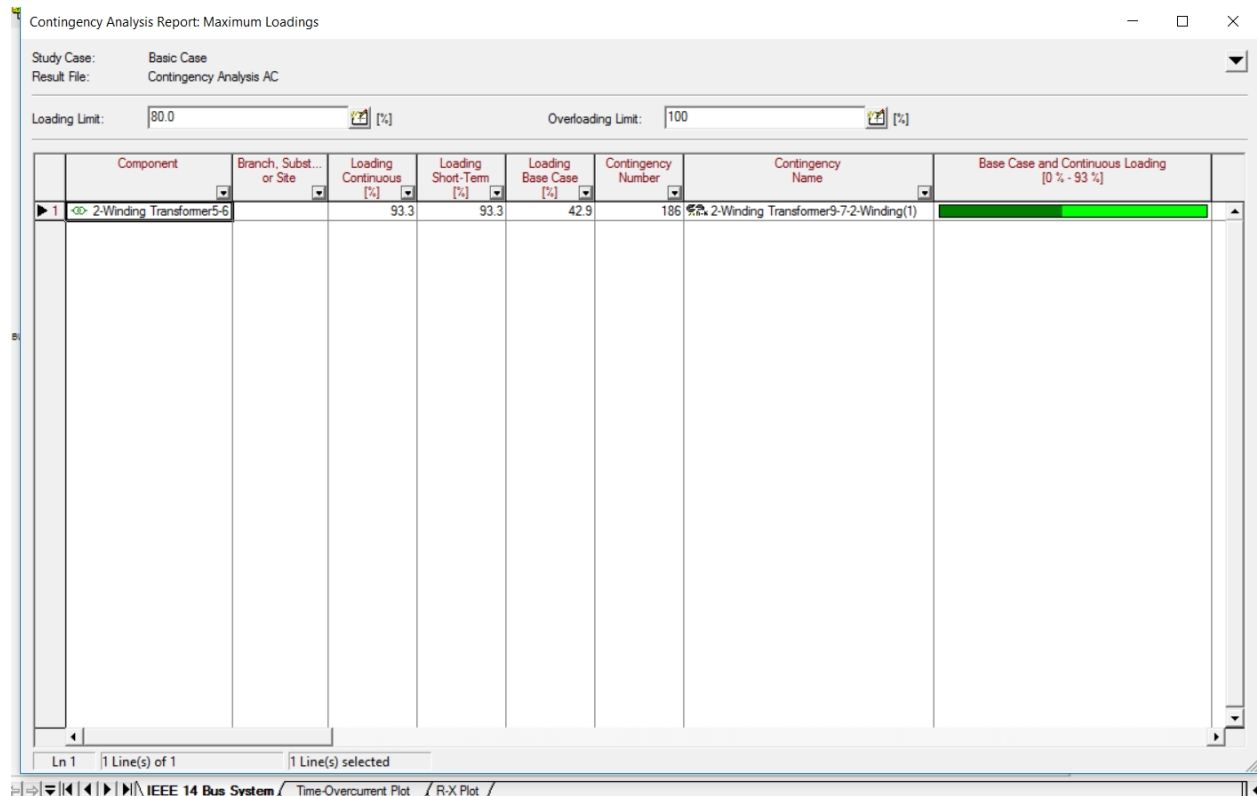


نمایش سطح ولتاژهای امان های سیستم در آنالیز Contingency قسمت انتخاب شده

Report Contingency Analysis Result حال به آنالیز نتایج محاسبه شده از قسمت

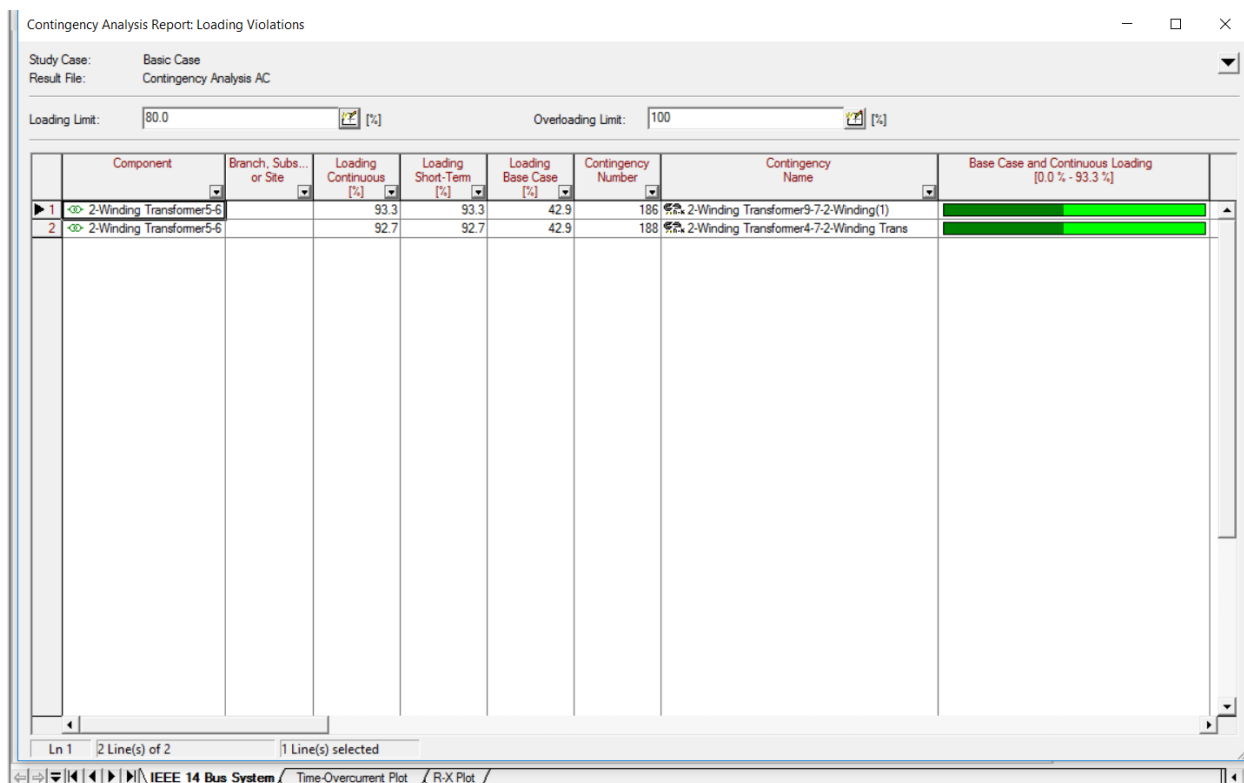
میپردازیم:

:Maximum Loadings



همانطور که مشاهده می شود در حالتی که دو ترانس متصل از باس ۹ به باس ۷ و ترانس متصل به باس های ۴ و ۹، بطور همزمان از سیستم خارج می شوند، بیشترین بار بر روی ترانس دو سیم پیچه از باس ۵ به باس ۶ می افتد، که به میزان 93/3 درصد تغییر میکند.

:Loading Violations



همانطور که مشخص است بار غیرمجاز بر روی ترانس دو سیم پیچ متصل به باس ۶و۵ در دو حالتی که دو ترانس متصل به باس های ۷و۴ و ترانس متصل به باس های ۹و۴ بطور هم زمان از سیستم خارج شوند و در حالتی که دو ترانس متصل به باس های ۷و۹ و ترانس متصل به باس ۹و۴ بصورت همزمان از سیستم خارج شوند، می افتد.

:Voltage Steps

Contingency Analysis Report: Voltage Steps

Study Case: Basic Case
Result File: Contingency Analysis AC

Max. Voltage Step: 0.030 [p.u.] Min. Voltage Limit: 0.95 [p.u.]
Max. Voltage Limit: 1.05 [p.u.]

	Component	Branch, S... or Site	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Voltage Min./Max. [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name	Voltage Step [0.000 p.u. - 0.109 p.u.]
1	BUS9		0.109	0.989	0.879	186	2-Winding Transformer9-7-2-Winding(1)	
2	BUS8		0.041	1.000	0.959	178	G8-2-Winding Transformer4-7	
3	BUS7		0.036	0.995	0.959	178	G8-2-Winding Transformer4-7	
4	BUS14		0.073	0.966	0.892	186	2-Winding Transformer9-7-2-Winding(1)	
5	BUS11		0.051	0.988	0.937	186	2-Winding Transformer9-7-2-Winding(1)	
6	BUS10		0.094	0.983	0.889	186	2-Winding Transformer9-7-2-Winding(1)	

Ln 4 6 Line(s) of 6 1 Line(s) selected

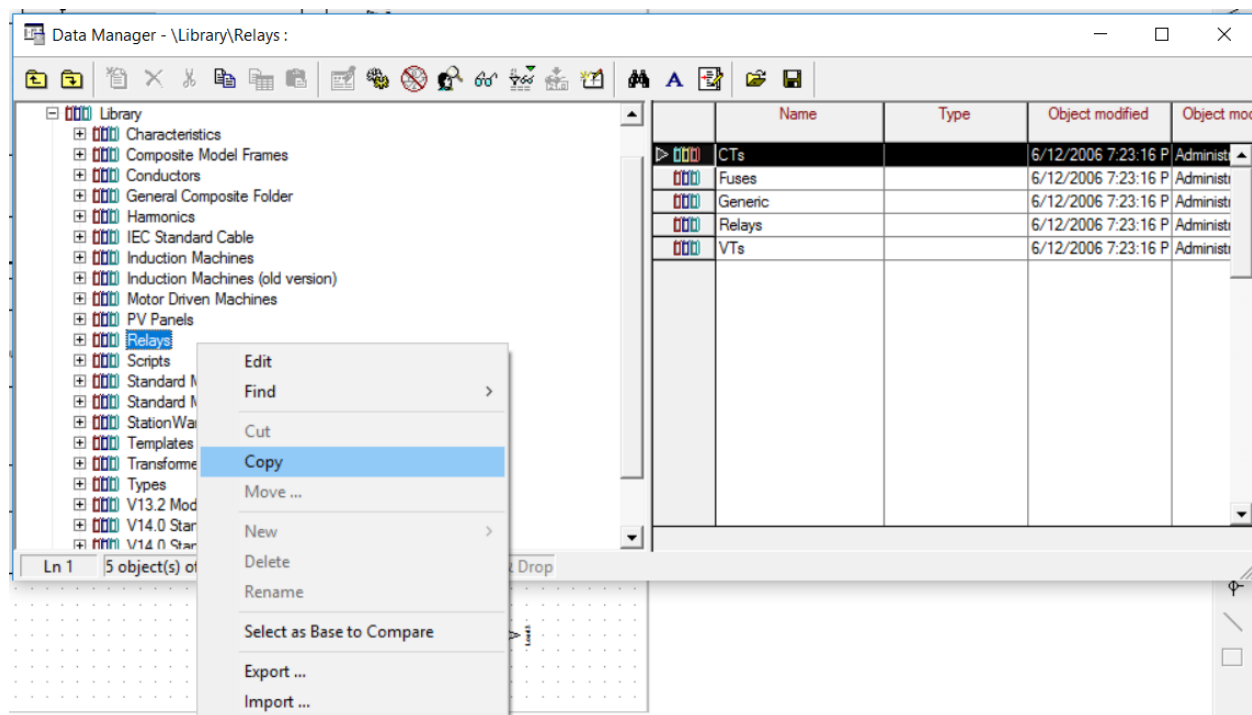
همانطور که مشخص است در حالتی که دو ترانس (متصل به باس ۹ و ۴) و (متصل به باس ۹ و ۷) بطور همزمان از سیستم خارج شوند بیشترین سطح ولتاژ مربوط به باس ۹ خواهد بود که به میزان 0/109 پریونیت تغییر می کند.

حفاظت

برای حفاظت سیستم از رله گذاری استفاده می‌کنیم، در این پروژه فقط از رله های اضافه جریان (Over Current) و دیستانس (Distance) استفاده می‌کنیم.

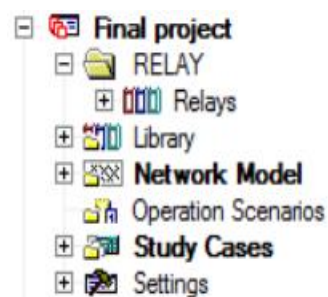
با توجه به اینکه هدف ما طراحی رله نیست و میخواهیم از رله های استاندارد استفاده کنیم، لذا از رله های استاندارد که در کتابخانه نرم افزار موجود است استفاده می‌کنیم و فقط آنها را تنظیم گذاری می‌کنیم. لذا ابتدا از کتابخانه نرم افزار قسمت مربوط به رله هارا در پروژه خود کپی می‌کنیم:

برای اینکار از نوار وظیفه دوم بر روی گزینه ی  Open Data Manager کلیک می‌کنیم . سپس از قسمت Library فولدر مربوط به Relay را کپی میکنیم، سپس وارد فایل مربوط به پروژه خود می‌شویم و فایل جدیدی را ایجاد می‌کنیم و سپس فولدر Relay را در آنجا Paste میکنیم:



پس از کپی کردن فایل Relay از Library نرم افزار مطابق شکل بالا:

مطابق شکل در فایل مربوط به پروژه که در اینجا نام آن Final Project است، New Folder ای میسازیم و نام آنرا Relay میگذاریم، و فایل کپی شده را در آن Paste میکنیم.

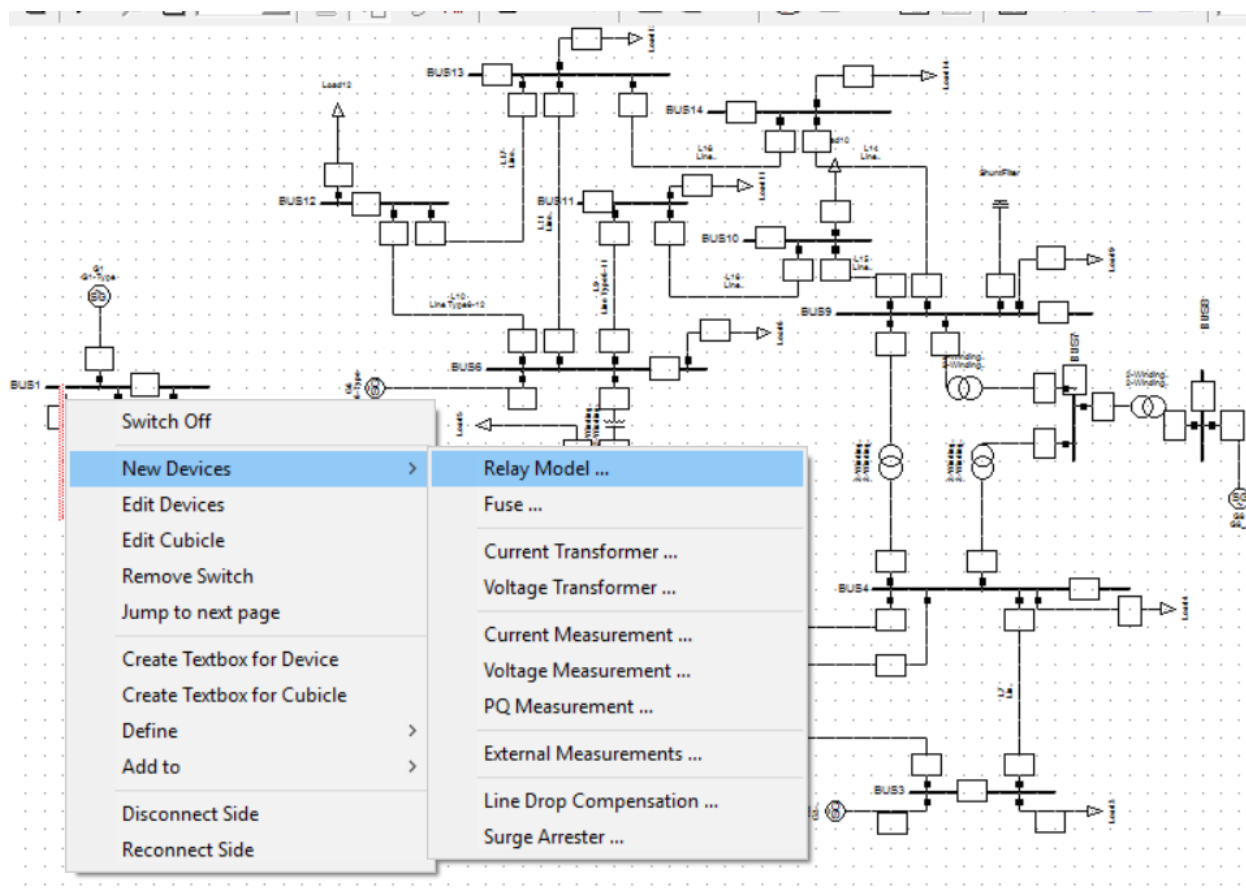


حال میتوانیم از رله های استاندارد که در این فایل موجود است برای رله گذاری و تنظیم آنها استفاده کنیم.

نحوه رله گذاری

برای رله گذاری در هر قسمت از سیستم می توان با کلیک راست کردن بر روی برکری که در آن قسمت وجود دارد و انتخاب گزینه **New Device** و سپس انتخاب **Relay Model** ، رله گذاری را انجام دهیم:

فرض میکنیم میخواهیم بر روی خط **L1** رله گذاری انجام دهیم، بنابراین بر روی برکر آن کلیک راست میکنیم:



حال با کلیک بر روی گزینه **Relay Model** پنجره زیر باز می شود:

Relay Model - IEEE 14 Bus System\BUS1\Cub_2\Relay Model.ElmRelay

Basic Data

Current/Voltage Transformer

Max./Min. Fault Currents

Description

Category:

Name: Relay Model

Relay Type: ▼ ➔ ...

Application: Main Protection Device Number: 1

Location

Reference: ▼ ➔ ...

Busbar: ➔ IEEE 14 Bus System\BUS1

Remote End: ➔ IEEE 14 Bus System\BUS2

Connected Branch: ➔ IEEE 14 Bus System\L1

☐ Out of Service

Slot Definition:

	Net Elements Rel*, Elm*, Sta*, IntRef
▶ 1	
2	

Slot Update

OK Cancel Contents

در این پنجره می‌توانیم رله مورد نظر را نام گذاری کنیم، سپس از قسمت **Relay Type** بر روی فلش رو به پایین کلیک می‌کنیم و از آن بر روی گزینه **Select Project Type** کلیک می‌کنیم، زیرا می‌خواهیم از رله‌های استاندارد که در فایل **Relay** پروژه کپی کردیم استفاده کنیم:

Category:

Name: Relay Model

Relay Type: ▼ ➔ ...

Application: Device Number: 1

Location

Reference:

Busbar:

Remote End:

Connected Branch: ➔ IEEE 14 Bus System\L1

Select Global Type ...

Select Project Type ...

New Project Type ...

Paste Type

Remove Type

اگر بر روی گزینه **New Project Type** کلیک می‌کردیم می‌بایست رله ی جدیدی طراحی می‌کردیم که هدف ما نیست.

رله اضافه جریان

پس از کلیک بر روی گزینه **Select Project Type** پنجره ای باز می‌شود که می‌توانیم فایل **Relay** ای که در پروژه ساختیم ببینیم، سپس از آن فایل از قسمت:

Overcurrent Relays → General Electric → IAC Serie → 50Hz → Inverse

یکی از رله های نشان داده شده را انتخاب می‌کنیم (رله ی **IAC51B821A** را انتخاب کردیم)

Relay Model - IEEE 14 Bus System\BUS1\Cub_2\Relay Model.ElmRelay *

Basic Data

Category: **Overcurrent**

Name: **OC Relay 1**

Relay Type: **... Serie\50Hz\Inverse\IAC51B821A**

Application: **Main Protection** Device Number: **1**

Location:

Reference: **...**

Busbar: **IEEE 14 Bus System\BUS1**

Remote End: **IEEE 14 Bus System\BUS2**

Connected Branch: **IEEE 14 Bus System\L1**

☐ Out of Service

Slot Definition:

	Net Elements Rel*,Elm*,Sta*,IntRef	
▶ Ct:3P/3xI0		
Meas 3ph/3I0	Meas 3ph/3I0	
Toc	✓ Toc	
loc	✓ loc	
Toc Earth	✓ Toc Earth	
loc Earth	✓ loc Earth	
Logic Ph	✓ Logic Ph	
Logic Earth	✓ Logic Earth	

Slot Update Create CT

در پنجره باز شده نام رله را **OC Relay1** گذاشتیم، در قسمت **Application** میتوانیم انتخاب کنیم که این رله به عنوان رله ی اصلی باشد یا پشتیبان، این رله را به عنوان رله ی اصلی در نظر میگیریم پس **Main Protection** را برای آن انتخاب می کنیم؛

حال بایستی در قسمت **Slot Definition** برای رله ی انتخاب شده **CT** تعریف کنیم، با کلیک بر روی گزینه ی **Create CT** وارد پنجره زیر می شویم:

در اینجا با کلیک بر روی فلش رو به پایین قسمت **Type** و سپس کلیک بر روی **New project Type** وارد صفحه ی تنظیم **CT** می شویم:

Current Transformer Type - Equipment Type Library\Current Transformer Type(3).TypCt *

? X

Basic Data

Additional Data

Description

Name: Current Transformer Type1

Primary Taps A	
▶ 1	500.

Secondary Taps A	
▶ 1	1.

OK

Cancel

در این قسمت نام **Type** تعریف شده را انتخاب می‌کنیم، سپس برای قسمت **Primary Taps** جریان ۵۰۰ آمپر و برای قسمت **Secondary Taps** جریان ۱ آمپر را انتخاب می‌کنیم.

به این ترتیب رله ی اول تعریف شد، حال بایستی آن را تنظیم کنیم.

میخواهیم این رله را بگونه ای تنظیم کنیم که از دو قسمت آنی و DT تشکیل شده باشد، درواقع میخواهیم رله ی IDMT داشته باشیم:

این کار از دو بخش Toc و loc قابل تنظیم است.

Slot Definition:

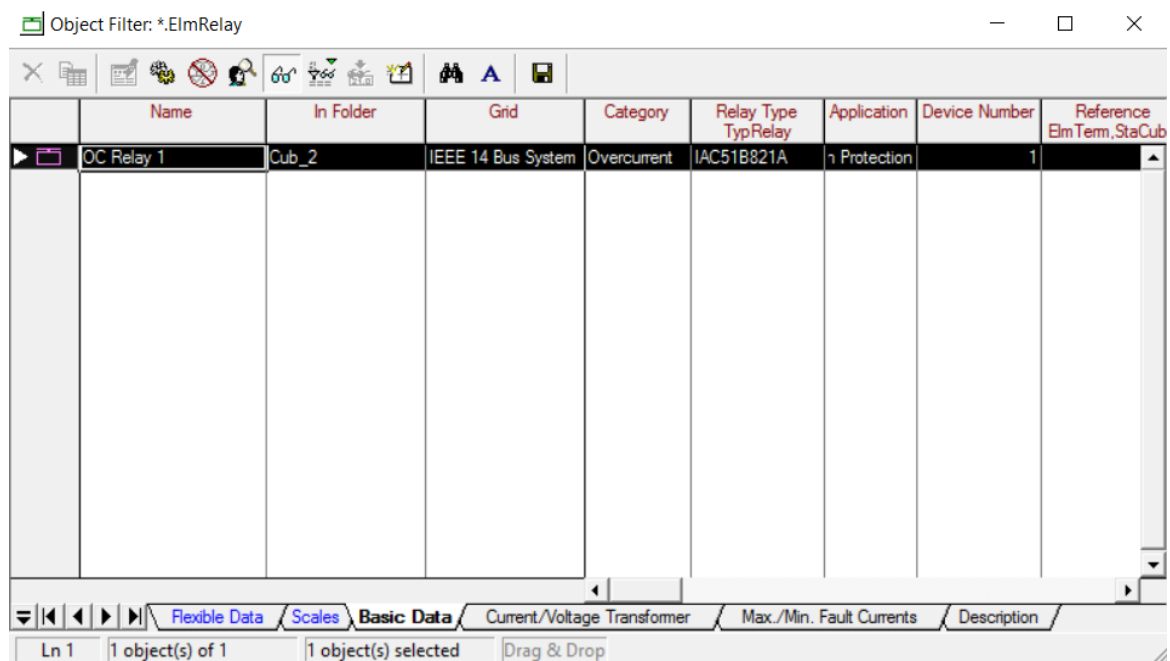
	Net Elements Rel*, Elm*, Sta*, IntRef	
Ct-3P/3xI0	✓ Current Transformer	
Meas 3ph/3I0	Meas 3ph/3I0	
►Toc	✓ Toc	
loc	✓ loc	
Toc Earth	✓ Toc Earth	
loc Earth	✓ loc Earth	
Logic Ph	✓ Logic Ph	
Logic Earth	✓ Logic Earth	

Toc مربوط به بخش اینورس رله و loc مربوط به بخش آنی رله می باشد.

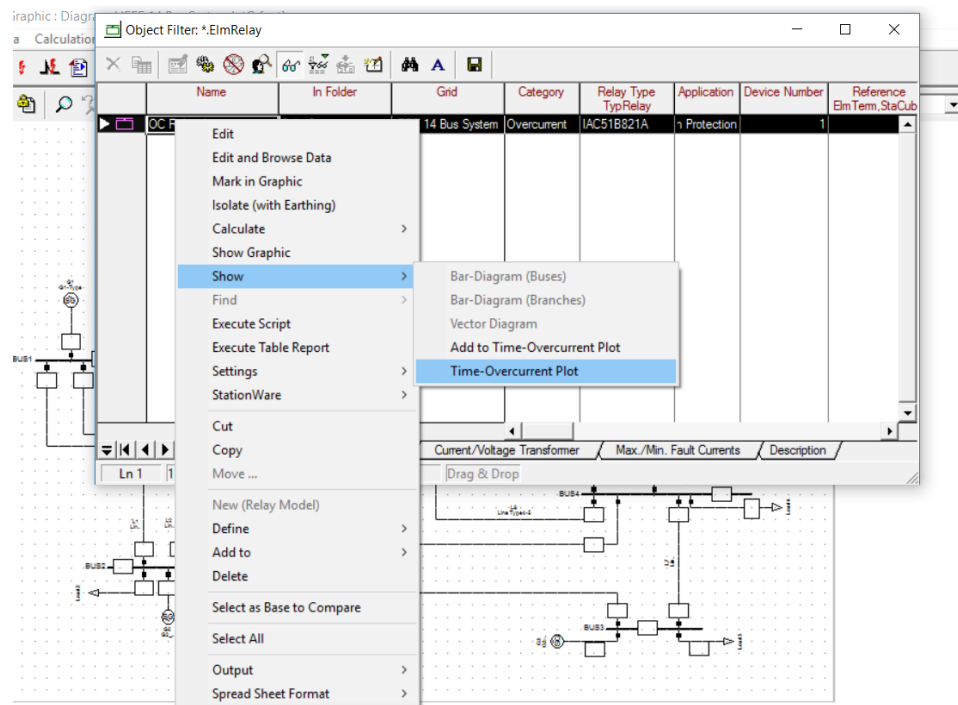
حال برای تنظیم این دو بخش دو راه وجود دارد، اول اینکه با دوبار کلیک بر روی Toc و loc وارد صفحه تنظیمات آنها شویم و تنظیم کنیم، دیگر آنکه با استفاده از منحنی مشخصه رله تنظیم گذاری را انجام دهیم.

در این پنجره با دو بار کلیک بر روی Toc Earth و loc Earth وارد تنظیمات آنها میشویم و آنها را Out of service میکنیم. زیرا در این پروژه نیازی به آنها نداریم.

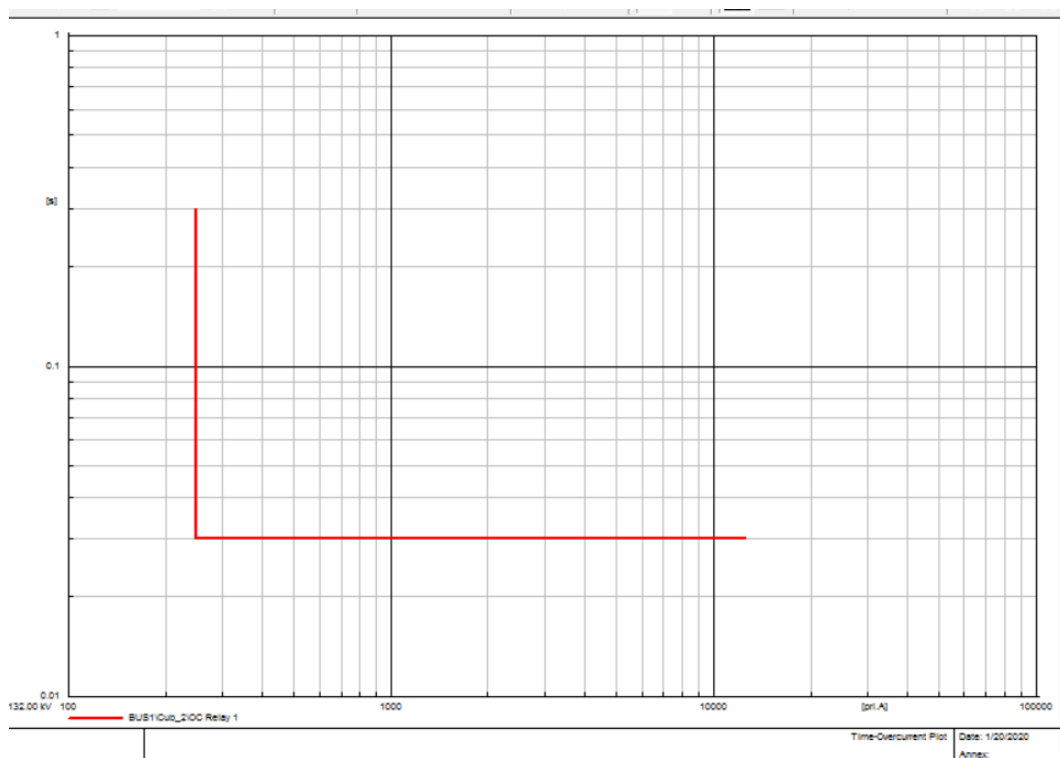
ابتدا با استفاده از منحنی مشخصه تنظیم گذاری را انجام میدهیم، برای اینکار پس از انتخاب رله و تعریف CT بر روی Ok کلیک میکنیم؛ از گزینه ی edit relevant object قسمت Relay Model را باز میکنیم:



در این پنجره رله های تعریف شده نشان داده می شوند، با کلیک راست بر روی هر رله و از گزینه Show و سپس انتخاب گزینه ی Time-Overcurrent Plot منحنی مشخصه آن رله نشان داده می شود:



حال منحنی مشخصه این رله نشان داده می شود:



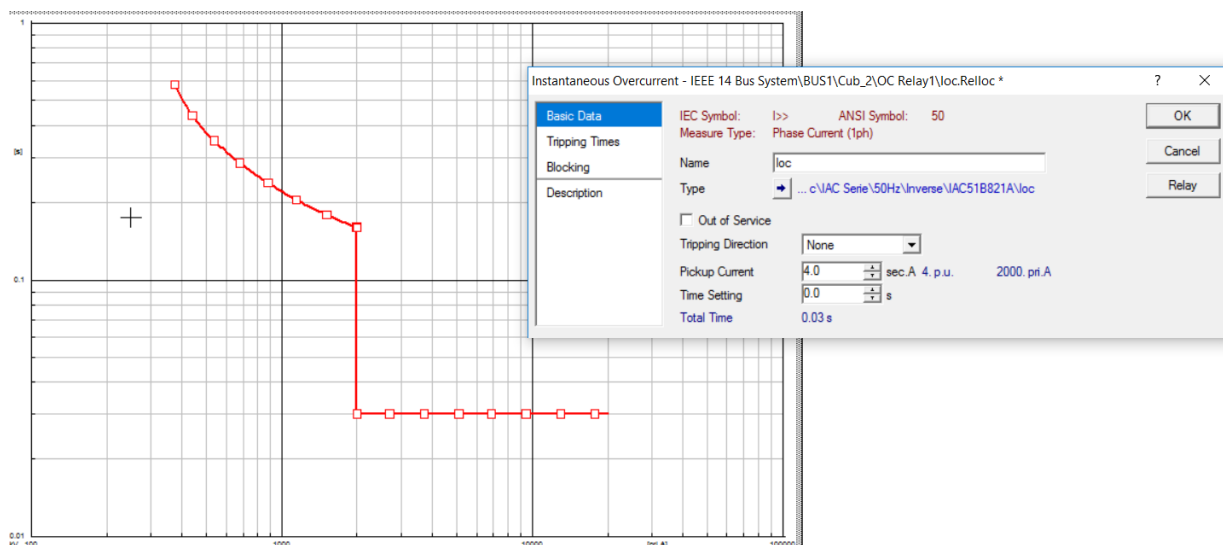
همانطور که مشخص است این رله فقط شامل قسمت آنی است، حال بایستی با تنظیم گذاری، آنرا به رله ی IDMT تبدیل کنیم:

با دوبار کلیک بر روی منحنی مشخصه صفحه تنظیمات باز می شود، ابتدا بر روی خط عمودی کلیک می کنیم تا پنجره زیر باز شود:

همانطور که مشاهده می شود پنجره مربوط به تنظیمات IOC یا بخش آنی رله میباشد،

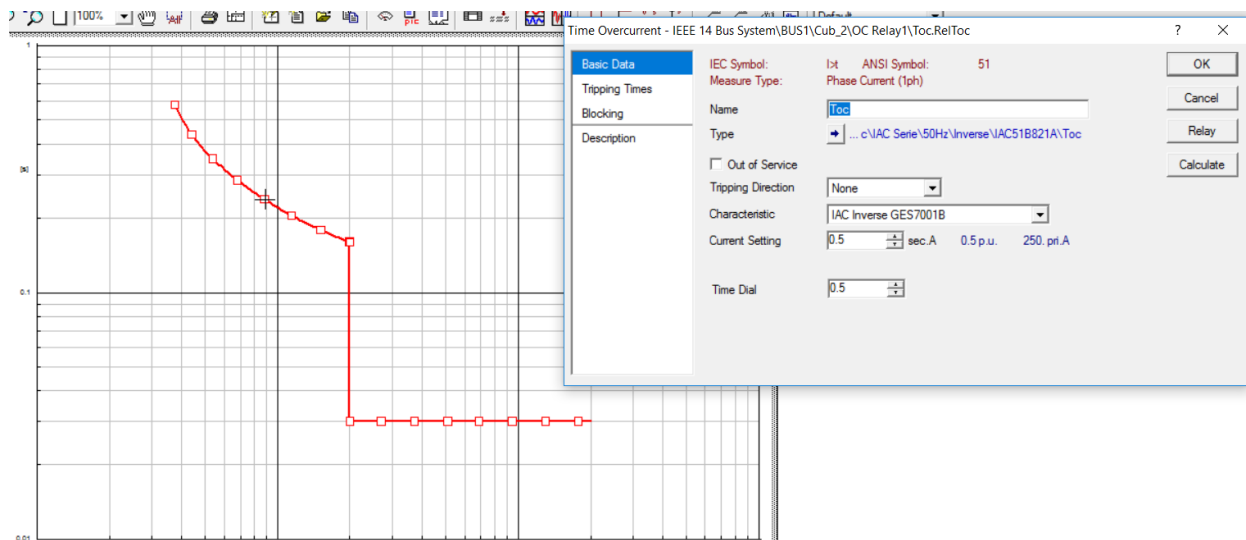
با تغییر در مقدار Pickup Current قسمت آنی رله تنظیم می شود:

چون جریان گذرنده از خطوط 1 KA است بایستی بخش آنی رله را طوری تنظیم کنیم که اگر جریانی بیشتر از 1 KA از خط گذشت رله عمل کند:

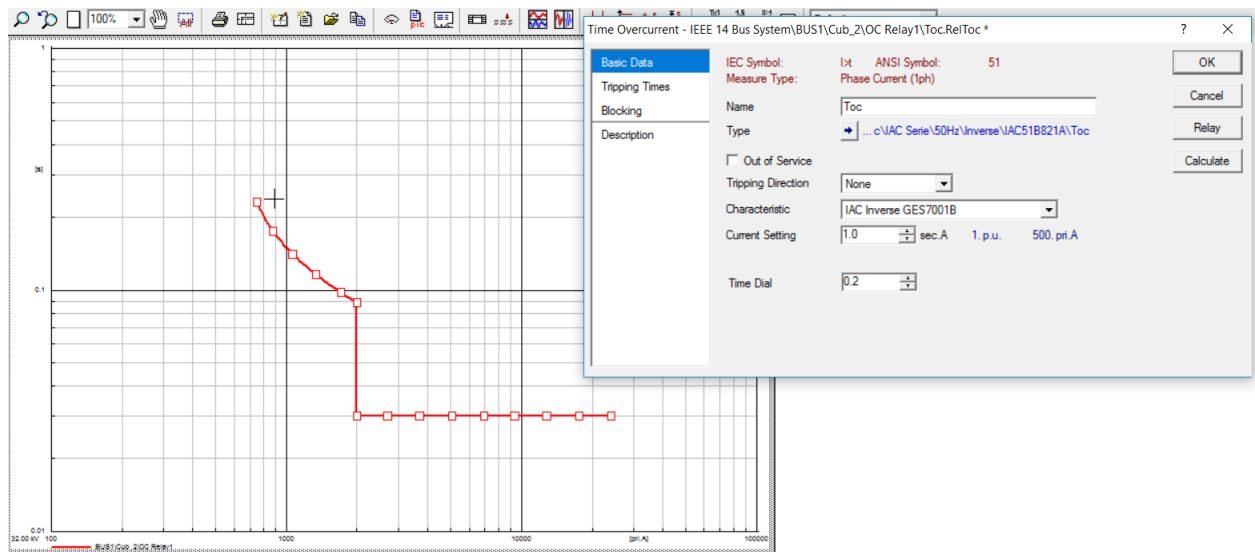


همانطور که در شکل مشخص است با زیاد کردن pickup current قسمت اینورس رله نیز نمایان شد، مقدار pickup رله را به اندازه ۴ پریونیت جریان اولیه CT قرار دادیم، با توجه به اینکه مقدار جریان اولیه CT ۵۰۰ آمپر بود، اگر جریانی به اندازه 2 KA از خط بگذرد رله بصورت آنی عمل می کند.

حال به تنظیم بخش TOC رله میپردازیم، با دو بار کلیک بر روی قسمت اینورس رله، پنجره ی تنظیم TOC باز می شود:

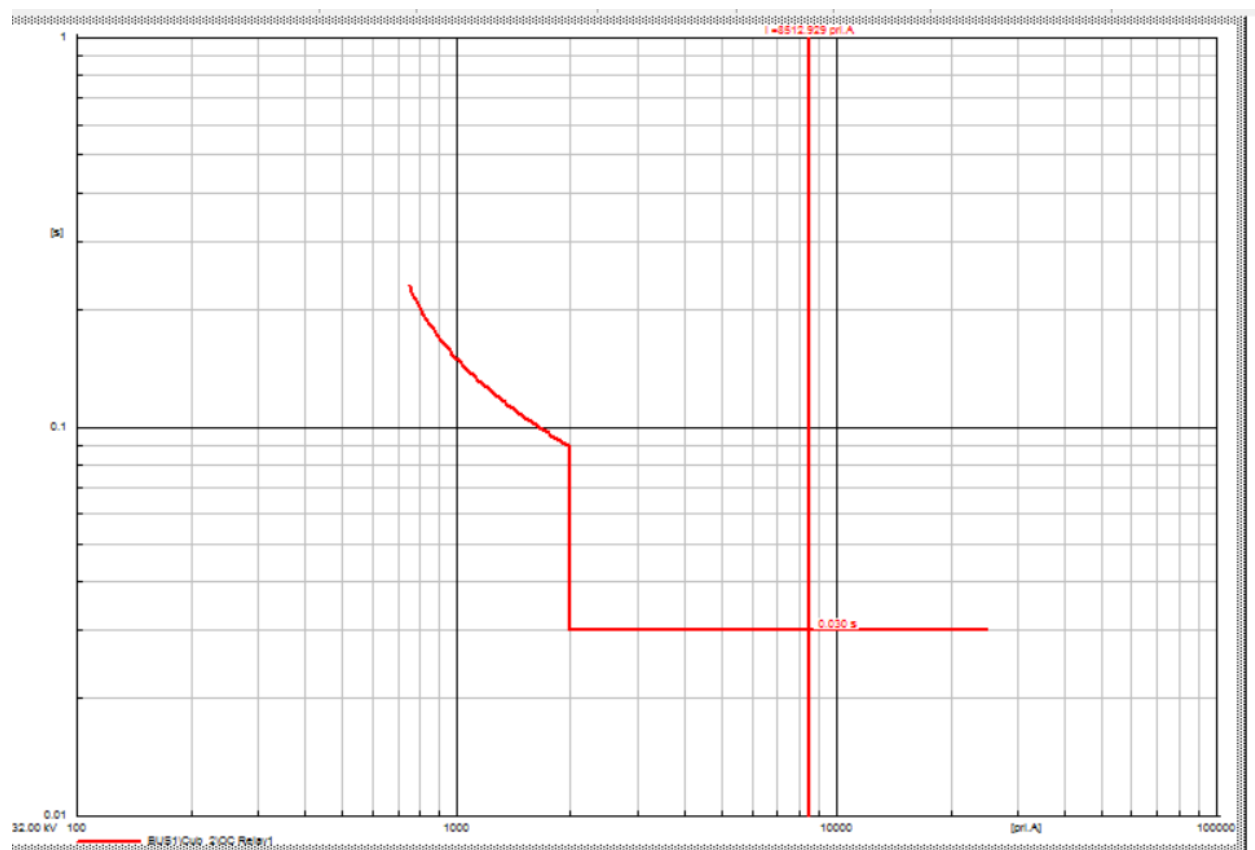


در این پنجره بخش Current Setting مربوط به جریانی است که از آن جریان به بعد رله بصورت تاخیری شروع به عمل کردن می کند و Time Dial هم مربوط به زمانی است که رله از بخش تاخیری به بخش آنی منتقل می شود:



با قرار دادن **Current Setting** به اندازه ۱ پریونیت و **Time Dial** به اندازه 0/2، منحنی مشخصه رله ی اول به این شکل در آمد.

برای مشاهده نحوه عملکرد رله یک خطای اتصال کوتاه بر روی خط **L1** می اندازیم:



همانطور که مشاهده میشود، رله از جریان ۲ کیلوآمپر به بعد عمل کرده است و اجازه عبور جریان خطای ۸۵۱۲ آمپری از خط را نمی دهد.

برای مشاهده اطلاعات خروجی رله از گزینه Output Calculation Analysis و از قسمت Relay داریم:

		DigSILENT		Project:	
		PowerFactory			
		15.1.7		Date: 1/20/2020	
Relays Detailed					
Short-Circuit Calculation / Method : complete		3-Phase Short-Circuit		/ Min. Short-Circuit Currents	
Short-Circuit Duration		Fault Impedance			
Break Time	0.10 s	Resistance, Rf	0.00 Ohm		
Fault Clearing Time (Ith)	1.00 s	Reactance, Xf	0.00 Ohm		
Grid: IEEE 14 Bus System System Stage: IEEE 14 Bus Sys Study Case: Basic Case Annex: / 1					
OC Relay1		Relay Type : IAC51B821A			
Ct-3P/3xI0rrent Transformer	Location : Busbar	: BUS1	/	Ratio	: 500A/1A
	Branch	: L1		Connection	: Y
		:			
Toc	: Toc	(IEC: I>t ANSI: 51)	Tripping Current	[pri.A]	Tripping Time
Current Setting :	1.000 sec.A	500.00 pri.A 1.000 p.u.	17.026	8512.93	0.052 s
Time Dial :	0.200	Time Shift : 1.000			
Characteristic :	IAC Inverse GES7001B				
Ioc	: Ioc	(IEC: I>> ANSI: 50)	Tripping Current	[pri.A]	Tripping Time
Pickup Current :	4.000 sec.A	2000.00 pri.A 4.000 p.u.	17.026	8512.93	0.030 s
Time Setting :	0.000 s				
Total Time :	0.030 s				
Logic Ph	: Logic Ph	Tripping Block: Ioc	Tripping	:	0.030 s
Breaker	Cubicle	Branch	Busbar	/ Substation	Fault Clearing Time
Switch	Cub_2	L1	BUS1	/	0.030 s
Logic Earth	Logic Earth	Tripping Block:	Tripping	:	9999.999 s
Breaker	Cubicle	Branch	Busbar	/ Substation	Fault Clearing Time
Switch	Cub_2	L1	BUS1	/	0.030 s

همانطور که در جدول هم مشخص است رله از جریان ۲۰۰۰ آمپر بصورت آنی عمل کرده و در زمان 0/03 ثانیه باعث قطع خط شده است.

رله دیستانس

برای تعریف رله دیستانس مشابه مراحل طی شده در رله ی اضافه جریان عمل میکنیم، با این تفاوت که این رله را از قسمت Distance کتابخانه انتخاب میکنیم:

Relays → Distance Relays → untested → General Electric → GE Distance

با استفاده از مراحل گفته شده رله ی دیستانس را برای خط L2 تعریف میکنیم:

Relay Model - IEEE 14 Bus System\BUS1\Cub_3\Distance Relay 1.ElmRelay *

Basic Data

Current/Voltage Transformer

Max./Min. Fault Currents

Description

Category: Distance

Name: Distance Relay 1

Relay Type: ... ed\General Electric\GE Distance

Application: Main Protection **Device Number:** 1

Location:

Reference: ...

Busbar: IEEE 14 Bus System\BUS1

Remote End: IEEE 14 Bus System\BUS2

Connected Branch: IEEE 14 Bus System\L2

☐ Out of Service

Slot Definition:

	Net Elements Rel*, Elm*, Sta*, IntRef	
► Ct		
Vt		
Measurement	Measurement	
Polarizing	Polarizing	
Starting Ph-Ph	Starting Ph-Ph	
ZD1	✓ ZD1	
ZD2	✓ ZD2	
ZD3	✓ ZD3	
ZDT2	✓ ZDT2	

Slot Update Create CT Create VT

OK

Cancel

Contents

برای رله ی دیستانس علاوه بر CT بایستی PT نیز تعریف کنیم:

CT را همانند رله ی اضافه جریان تعریف میکنیم، حال برای تعریف PT مراحل زیر را طی میکنیم:
ابتدا گزینه ی Create VT را انتخاب می کنیم.

Primary Taps (L-L) V	
1	132000.

در پنجره ی باز شده بایستی مقدار Primary Taps(L-L) را مقدار ولتاژ خطی که میخواهیم رله را در آن قرار دهیم انتخاب کنیم، با توجه به اینکه ولتاژ خط 132 KV L2 است، این مقدار را بر حسب ولت در این پنجره وارد می کنیم.

به این ترتیب VT نیز ساخته شد.

حال در پنجره اصلی تنظیمات رله پارامترهای ZTD2 , ZTD3 را Out of service میکنیم زیرا در این پروژه به آنها نیازی نداریم.

حال بایستی زون بندی های رله را تعریف کنیم:

میدانیم که زون ۱ برابر ۸۰٪ خط اول ، زون ۲ برابر کل خط اول + ۵۰٪ خط دوم و زون ۳ برابر کل طول خط اول + کل خط دوم + ۲۰٪ خط سوم می باشد.

حال این مقادیر را در $Z1, Z2, Z3$ وارد میکنیم.

برای $Z1$ داریم:

ابتدا بر روی خط مورد نظر دو بار کلیک میکنیم تا پنجره زیر باز شود:

Line - IEEE 14 Bus System\L2.Elmlne

Basic Data

Name: L2

Type: Equipment Type Library\Line Type1-2

Terminal i: IEEE 14 Bus System\BUS1\Cub_3 BUS1

Terminal j: IEEE 14 Bus System\BUS2\Cub_2 BUS2

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: ...

Length of Line: 1. km

Derating Factor: 1.

Resulting Values

Rated Current (act.)	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	21.69575 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	71.87321 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	6.75 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	20.619 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0. Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0. Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	0.3333333
Earth Factor, Angle	180. deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

Sections/Line Loads

در پنجره ی باز شده، مقدار امپدانس خط با فلش های قرمز نشان داده شده است.

برای محاسبه زون ۱ دو راه وجود دارد:

الف) مقدار امپدانس خط را یادداشت میکنیم و عینا در پنجره تنظیمات زون ۱ وارد میکنیم و درصد آن را بر روی ۸۰٪ قرار میدهم.

ب) مستقیما ۸۰٪ امپدانس خط را حساب کنیم ولی اینبار درصد آن را برابر ۱۰۰ درصد قرار دهیم.

Impedances			
Line/Branch	8.218087 sec.Ohm	71.87321 deg	
Reach at Branch Angle	6.570956 sec.Ohm	17.34732 pri.Ohm	79.95724 %
Reach at Relay Angle	6.574469 sec.Ohm	17.3566 pri.Ohm	

شکل بالا مربوط به حالت الف است که مستقیما مقدار امپدانس خط را در قسمت

Replica Impedance و در بخش **Primary** آن وارد میکنیم و درصد **Reach Multiplier**

را ۸۰٪ قرار میدهم، همانطور که در شکل با دایره قرمز مشخص شده است، درصدی که ناحیه زون ۱ رله را نشان می دهد تقریبا ۸۰٪ است که همان درصدی است که برای زون ۱ انتظار داشتیم.

Basic Data	IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21	
Arc compensation	Zone: 1	Unit: Phase-Phase
Description	Characteristic: Mho Offset X	
	Name: ZD1	
	Type: ... Untested\General Electric\GE Distance\ZD1	
	☐ Out of Service	
	Tripping Direction: Forward	
	Replica Impedance: 6.57447 sec.Ohm	17.3566 pri.Ohm
	Reach Multiplier: 100. %	
	Relay Angle: 70. deg	Character. Angle: 90. deg
	Offset	
	Factor (Zoff/Zmax): 0.	
Impedances Line/Branch 8.218087 sec.Ohm 71.87321 deg Reach at Branch Angle 6.570956 sec.Ohm 17.34732 pri.Ohm 79.95724 % Reach at Relay Angle 6.57447 sec.Ohm 17.3566 pri.Ohm		

شکل بالا هم مربوط به قسمت ب میباشد که در آن خودمان ۸۰٪ امپدانس خط را محاسبه کردیم و در قسمت **Replica Impedance** بخش **Primary** آن وارد نمودیم ولی اینبار درصد **Reach Multiplier** را برابر ۱۰۰٪ قرار دادیم، همانطور که در شکل هم مشخص است اینبار نیز درصدی که به دور آن خط کشیده شده است، تقریباً برابر ۸۰٪ است و این همان چیزی است که از زون ۱ انتظار داریم.

حال برای تعریف زون ۲ بایستی مقدار کل امپدانس خط اول را با ۵۰٪ امپدانس خط کوتاه تر بعدی جمع کنیم و در تنظیمات زون ۲ وارد کنیم، چون این مقادیر را خودمان دستی حساب میکنیم و وارد می کنیم بایستی درصد **Reach** را ۱۰۰٪ قرار دهیم.

در این پروژه چون طول تمام خط ها برابر میباشد به انتخاب خودمان خط بعدی را در نظر می گیریم.

برای زون ۲ میخواهیم کل خط L2 و ۵۰٪ خط L4 را داشته باشیم:

Line - IEEE 14 Bus System\L4.ElmLine

Basic Data	
Name	L4
Type	Equipment Type Library\Line Type2-5
Terminal i	IEEE 14 Bus System\BUS2\Cub_8 BUS2
Terminal j	IEEE 14 Bus System\BUS5\Cub_6 BUS5
Zone	Terminal i ...
Area	Terminal i ...
☐ Out of Service	
Number of parallel Lines	1
Parameters	
Thermal Rating	...
Length of Line	1. km
Derating Factor	1.
Type of Line Overhead Line	
Line Model	
☒ Lumped Parameter (PI) ☐ Distributed Parameter	
Sections/Line Loads	
Resulting Values	
Rated Current (act.)	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	31.87304 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	71.86633 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	9.92 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	30.29 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0. Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0. Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	0.333333
Earth Factor, Angle	180. deg

با توجه به شکل، امپدانس خط L4 برابر 31/87304 اهم میباشد. لذا خواهیم داشت:

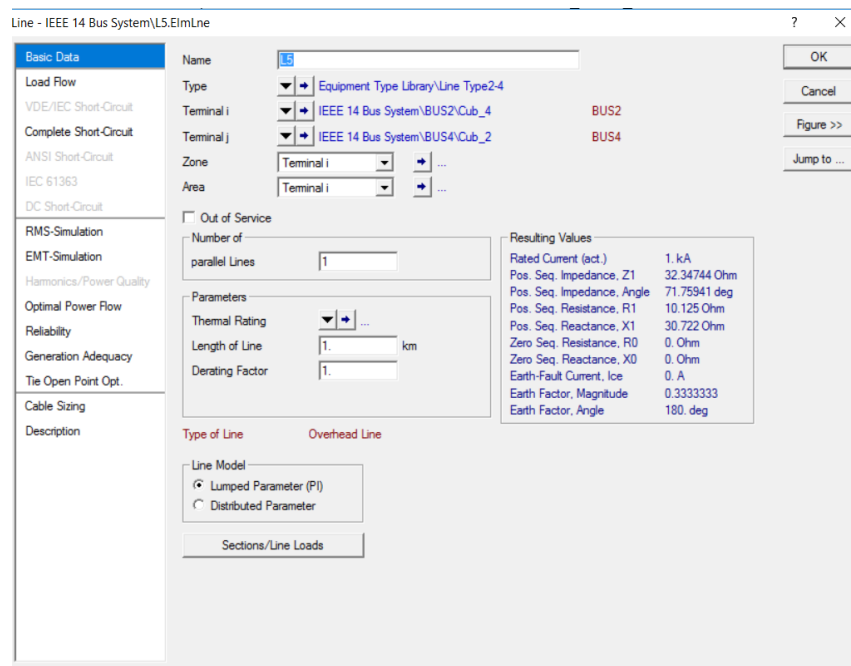
$$\text{Replica Impedance} = 21/69575 + 50\%(31/87304) = 37/63227$$

لذا در تنظیمات زون ۲ خواهیم داشت:

Distance Mho - IEEE 14 Bus System\BUS1\Cub_3\Distance Relay 1\ZD2.RelDismho

Basic Data	IEC Symbol: Z>>	ANSI Symbol: 21	OK
Arc compensation	Zone: 2	Unit: Phase-Phase	Cancel
Description	Characteristic: Mho Offset X		Relay
	Name: ZD2		Timer
	Type: ... Untested\General Electric\GE Distance\ZD2		
	☐ Out of Service		
	Tripping Direction: Forward		
	Replica Impedance: 14.93179 sec.Ohm	37.63227 pri.Ohm	
	Reach Multiplier: 100. %		
	Relay Angle: 70. deg	Character. Angle: 90. deg	
	Offset		
	Factor (Zoff/Zmax): 0.		
	Impedances		
	Line/Branch 8.218087 sec.Ohm 71.87321 deg		
	Reach at Branch Angle 14.92381 sec.Ohm 39.39887 pri.Ohm 181.5972 %		
	Reach at Relay Angle 14.93179 sec.Ohm 39.41993 pri.Ohm		

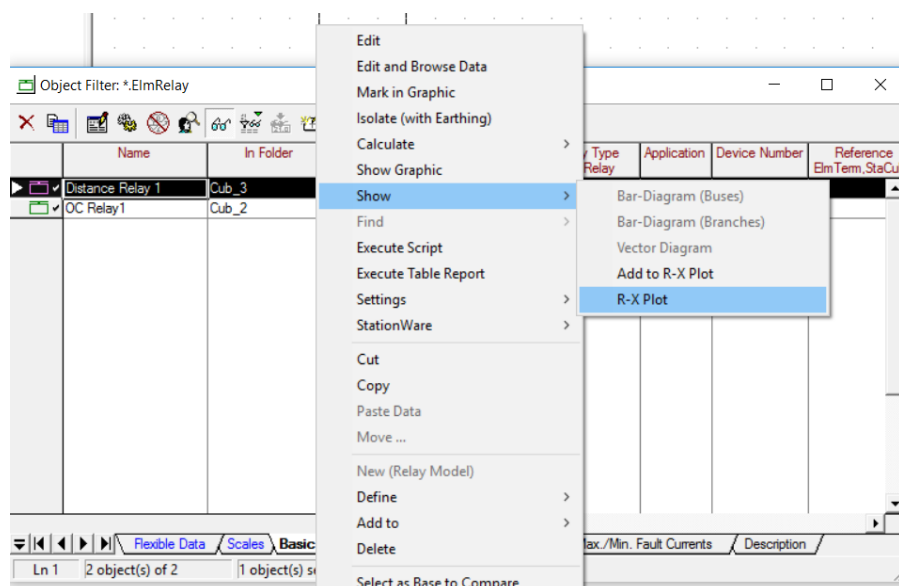
حال برای زون ۳ می‌خواهیم خط L5 را بعنوان خط سوم در نظر بگیریم:

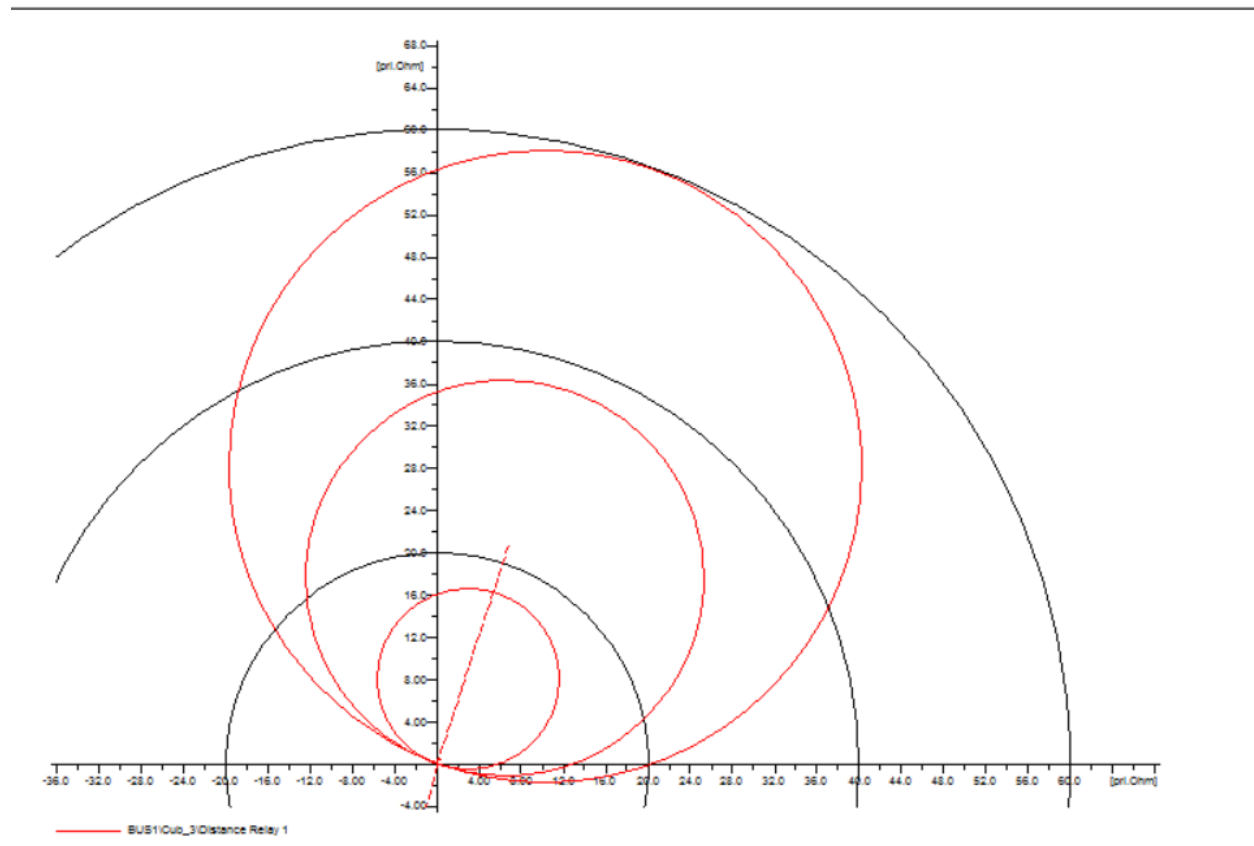


حال برای زون ۳ داریم:

$$\text{Replica Impedance} = 21.69575 + 31/87304 + 20\% * 32/34744 = 60/038278$$

حال سه زون برای رله ی دیستانس اول تعریف شد، همانند مراحل ی که برای رسم منحنی مشخصه رله ی اضافه جریان داشتیم، میتوانیم برای رله ی دیستانس هم منحنی R-X Plot رسم کنیم:





همانطور که در شکل مشخص است هر یک از دایره ها زون های رله میباشند.

حال برای مشاهده عملکرد آن، در هر یک از زون ها یک خطای اتصال کوتاه می اندازیم:

برای زون ۱: در ۴۰ درصد خط $L2$ خطای می اندازیم:

Short-Circuit Calculation - Study Cases\Basic Case\Short-Circuit Calculation.ComShc *

Basic Options
Advanced Options
Verification

Method: **complete** Select 'complete' method to calculate multiple faults.
☐ Multiple Faults

Fault Type: 3-Phase Short-Circuit

Calculate: Min. Short-Circuit Currents

Load Flow: [Study Cases\Basic Case\Load Flow Calculation](#)

Short-Circuit Duration
 Break Time: 0.1 s Used Break Time: global
 Fault Clearing Time (t_{ch}): 1. s

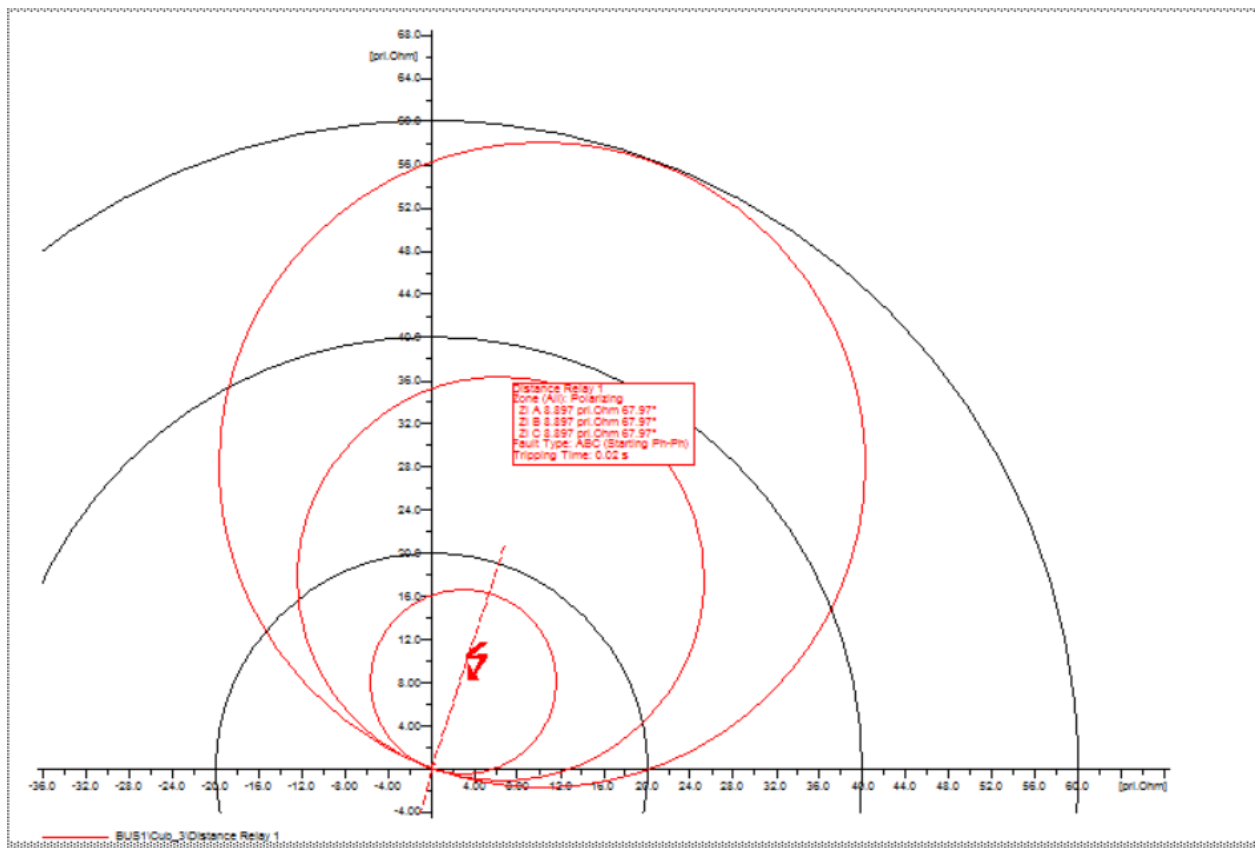
Fault Impedance
☐ Enhanced Fault Impedance Definition
 Resistance, R_f: 0. Ohm
 Reactance, X_f: 0. Ohm

Fault Location
 At: User Selection
 User Selection: [IEEE 14 Bus System\L2](#)

☒ Show Output
 Command: [Study Cases\Basic Case\Output of Results](#)
 Shows: Relays Detailed

Short-Circuit at Branch/Line
 Fault Distance from
☒ Terminal i: ... IEEE 14 Bus System\BUS1
☐ Terminal j: ... IEEE 14 Bus System\BUS2
 Length of line: 1. km
 Absolute: 0.4 km
 Relative: 40. %

Execute
Close
Cancel
Contents



همانطور که انتظار میرفت خطایی که در ۴۰ درصد خط L2 رخ دهد مربوط به زون اول میباشد و در دایره اول قرار میگیرد.

خطا در زون ۲: خطا در ۱۰ درصد خط L4

Short-Circuit Calculation - Study Cases\Basic Case\Short-Circuit Calculation.ComShc *

Basic Options

Method: **complete** Select 'complete' method to calculate multiple faults.

Fault Type: **3-Phase Short-Circuit**

Calculate: **Min. Short-Circuit Currents**

Load Flow: **Study Cases\Basic Case\Load Flow Calculation**

Short-Circuit Duration

Break Time: **0.1** s Used Break Time: **global**

Fault Clearing Time (t_{ch}): **1.** s

Fault Impedance

☐ Enhanced Fault Impedance Definition

Resistance, R_f: **0.** Ohm

Reactance, X_f: **0.** Ohm

Fault Location

At: **User Selection**

User Selection: **IEEE 14 Bus System\L4**

☒ Show Output

Command: **Study Cases\Basic Case\Output of Results**

Shows: **Relays Detailed**

Short-Circuit at Branch/Line

Fault Distance from:

☒ Terminal i: ... **EEE 14 Bus System\BUS2**

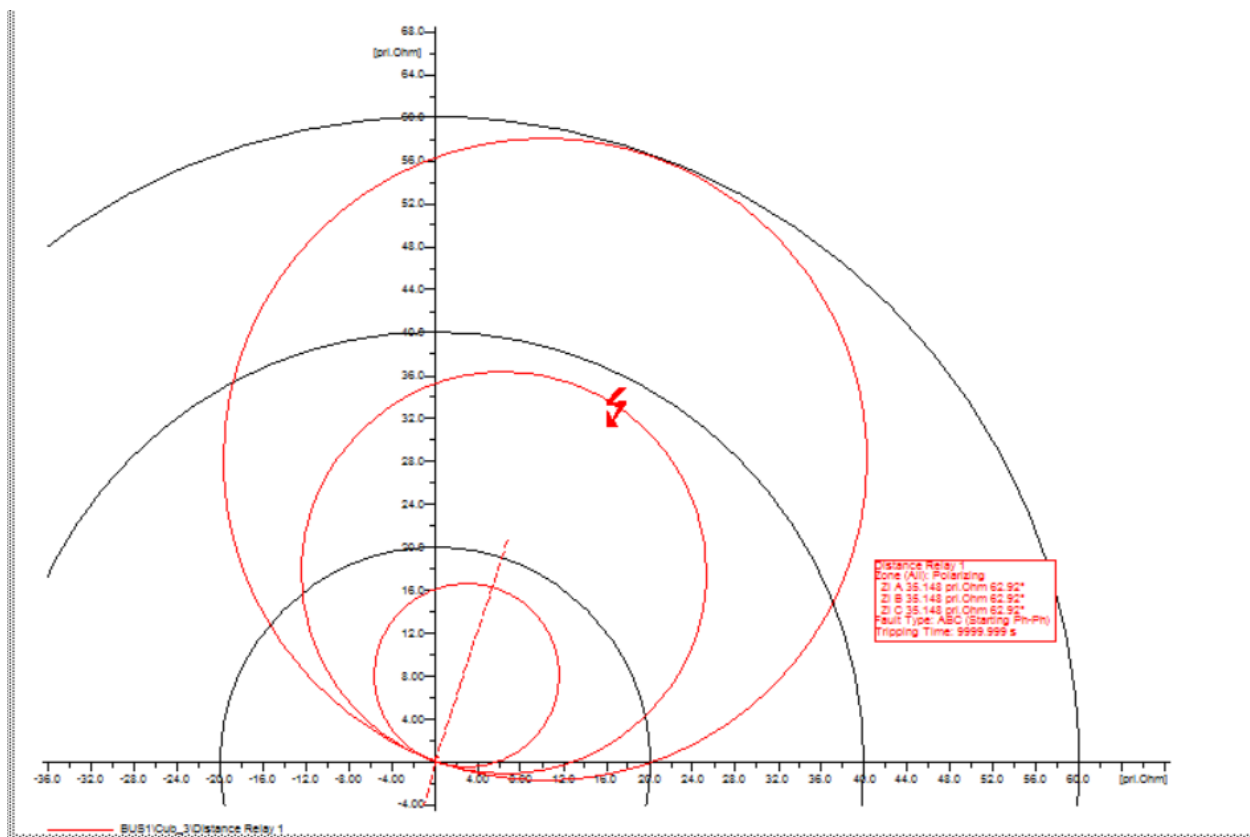
☐ Terminal j: ... **EEE 14 Bus System\BUS5**

Length of line: **1. km**

Absolute: **0.1 km**

Relative: **10.** %

Execute Close Cancel Contents



همانطور که انتظار داشتیم وقوع خطایی در ۱۰٪ خط L4 مربوط به زون ۲ رله میباشد.

خطا در زون ۳: خطایی در ۱۰ درصد خط L5

Short-Circuit Calculation - Study Cases\Basic Case\Short-Circuit Calculation.ComShc *

Basic Options | Advanced Options | Verification

Method: **complete** Select 'complete' method to calculate multiple faults.

Fault Type: **3-Phase Short-Circuit** ☐ Multiple Faults

Calculate: **Min. Short-Circuit Currents**

Load Flow: **Study Cases\Basic Case\Load Flow Calculation**

Short-Circuit Duration

Break Time: **0.1** s Used Break Time: **global**

Fault Clearing Time (lt): **1.** s

Fault Impedance

☐ Enhanced Fault Impedance Definition

Resistance, Rf: **0.** Ohm

Reactance, Xf: **0.** Ohm

Fault Location

At: **User Selection**

User Selection: **IEEE 14 Bus System\L4**

☒ Show Output

Command: **Study Cases\Basic Case\Output of Results**

Shows: **Relays Detailed**

Short-Circuit at Branch/Line

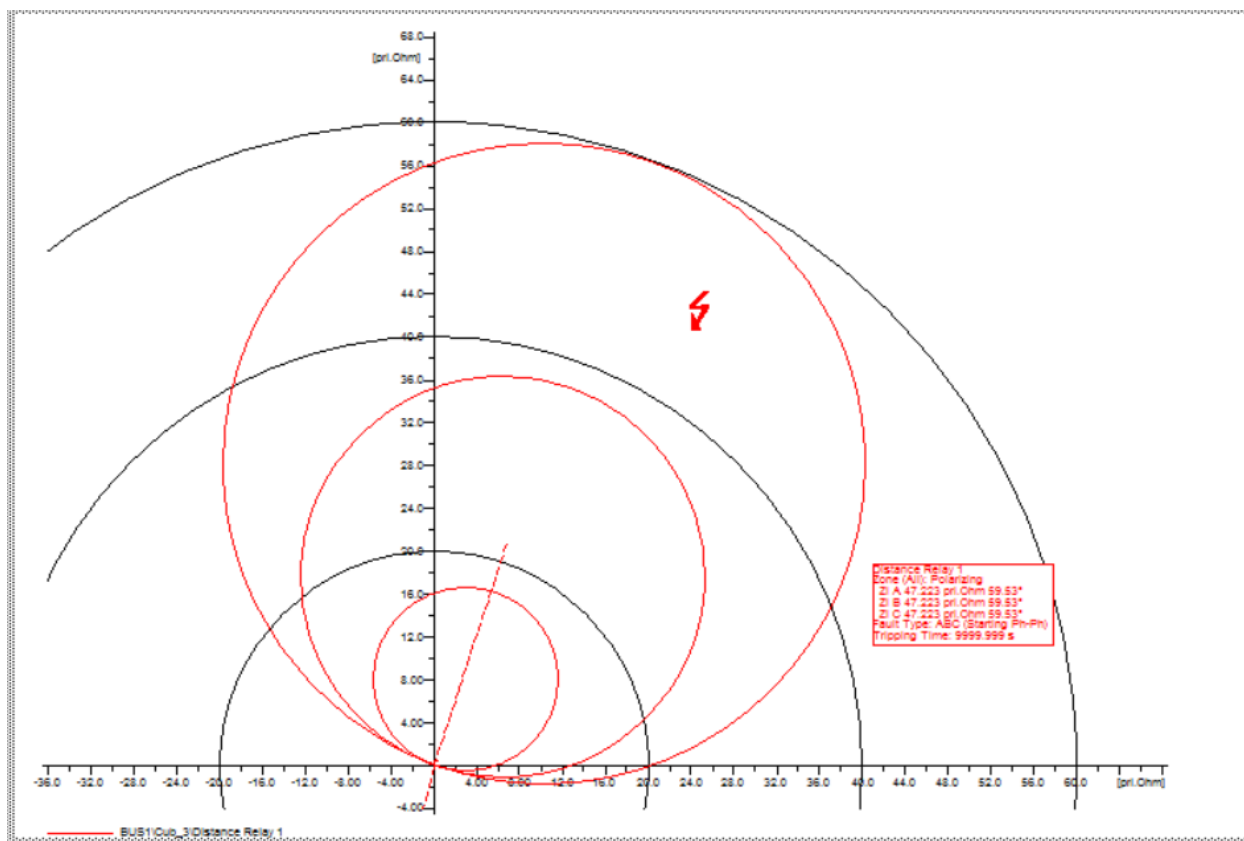
Fault Distance from

☒ Terminal i: **... IEEE 14 Bus System\BUS2** **Length of line: 1. km**

☐ Terminal j: **... IEEE 14 Bus System\BUS5** **Absolute: 0.1 km**

Relative: **10.** %

Execute | Close | Cancel | Contents



همانطور که انتظار میرفت، وقوع خطایی در ۱۰ درصد خط L5 در دایره سوم که مربوط به زون ۳ میبایست قرار میگیرد.

رله دیستانس جهت دار

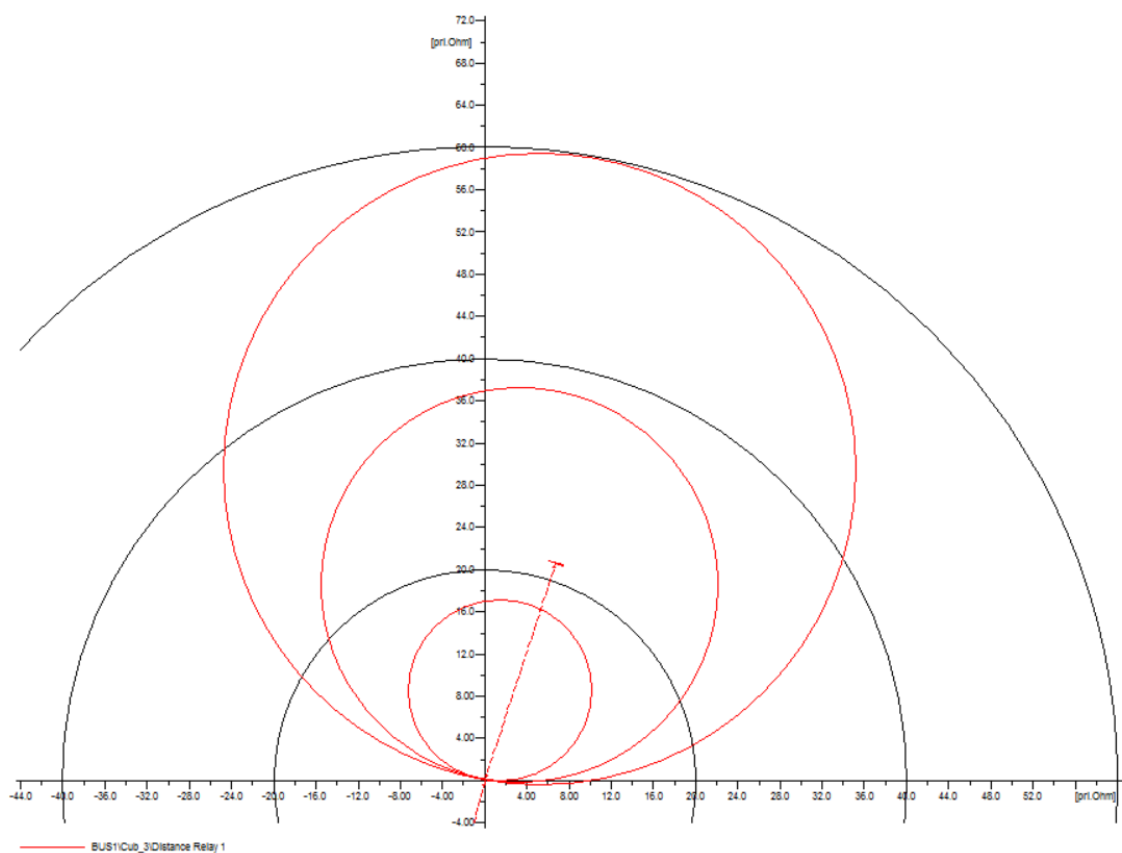
رله ی دیستانس را میتوان با تغییر زاویه θ آن به مقادیر صفر و ۹۰ درجه جهت دار کرد، این زاویه در پنجره ی تنظیمات هر زون قابل تغییر است، بعنوان مثال برای رله ی دیستانس تعریف شده داریم:

Distance Mho - IEEE 14 Bus System\BUS1\Cub_3\Distance Relay 1\ZD1.RelDismho

Basic Data	IEC Symbol: Z>>	ANSI Symbol: 21	OK
Arc compensation	Zone: 1	Unit: Phase-Phase	Cancel
Description	Characteristic: Mho Offset X		Relay
	Name: ZD1		Timer
	Type: ... Untested\General Electric\GE Distance\ZD1		
	☐ Out of Service		
	Tripping Direction: Forward		
	Replica Impedance: 6.57447 sec.Ohm	17.3566 pri.Ohm	
	Reach Multiplier: 100. %		
	Relay Angle: 70. deg	Character. Angle: 90. deg	
	Offset		
	Factor (Zoff/Zmax): 0.		
Impedances Line/Branch 8.218087 sec.Ohm 71.87321 deg Reach at Branch Angle 6.570956 sec.Ohm 17.34732 pri.Ohm 79.95724 % Reach at Relay Angle 6.57447 sec.Ohm 17.3566 pri.Ohm			

همانطور که در شکل مشخص شده است، با تغییر Relay Angle در هر زون، می‌توانیم رله ی دیستانس را جهت دار کنیم.

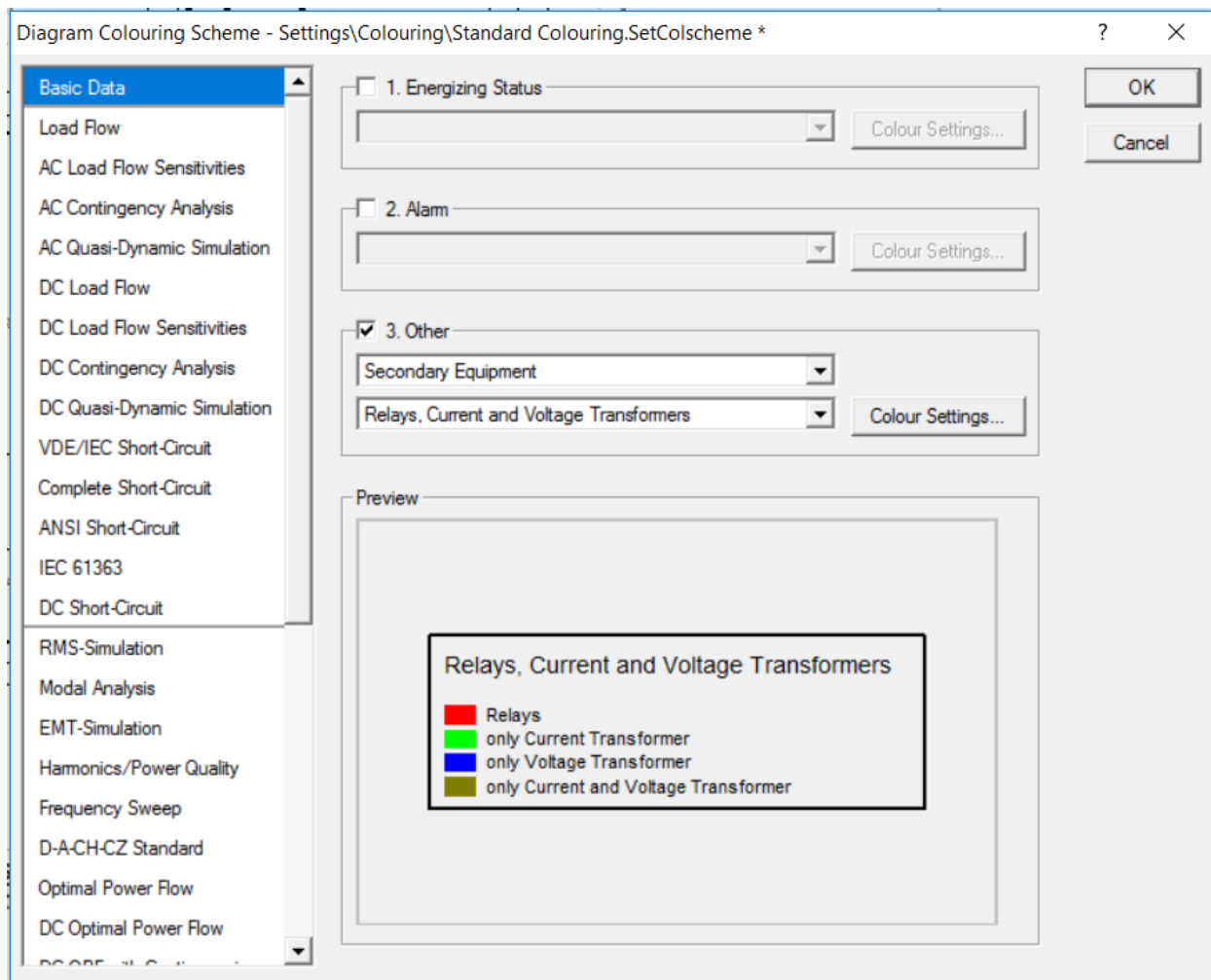
با قرار دادن زاویه ۸۰ درجه در مستطیل Relay Angle هر سه زون رله ی دیستانس ۱ منحنی مشخصه رله به شکل زیر خواهد بود:



همانطور که در R-X Plot این رله مشخص است، رله جهت دار شده است.

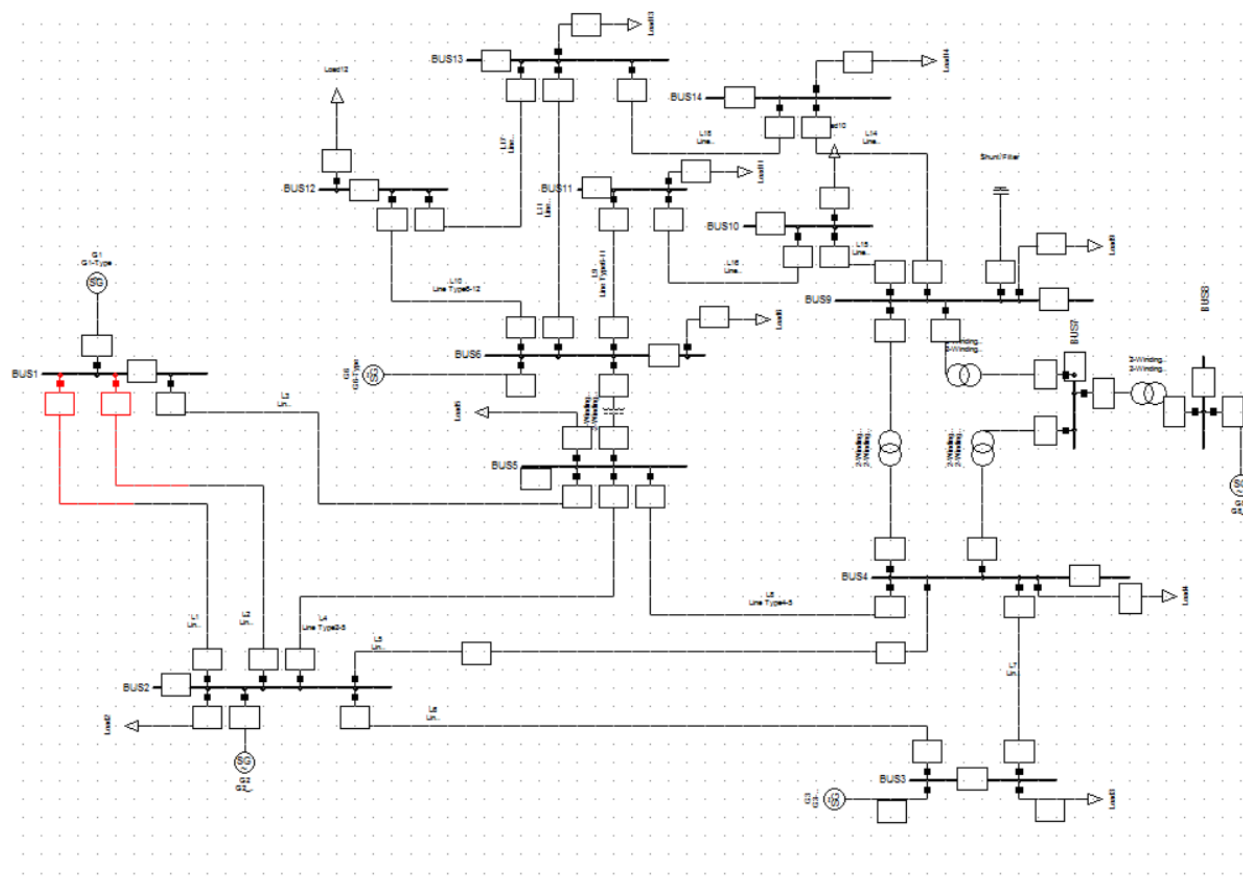
Diagram colouring

برای مشخص کردن رله ها در دیاگرام تک خطی سیستم از گزینه استفاده میکنیم:



پس از انتخاب این گزینه پنجره ی بالا باز می شود، در تب **Basic Data** از بخش **Other** ، در مستطیل اول گزینه **Secondary Equipment** و در مستطیل دوم گزینه ی **Relays, Current and Voltage Transformer** را انتخاب میکنیم.

سپس با کلیک بر روی گزینه ی **Ok** دیاگرام تک خطی سیستم نشان داده می شود که در آن رله هایی که تعریف کرده ایم با رنگ قرمز مشخص شده اند:



همانطور که در شکل مشخص است، ناحیه هایی که قرمز رنگ هستند، محل هایی هستند که رله قرار دارد.

هماهنگی بین رله ها

حال میخواهیم رله های دیگری در سیستم قرار دهیم و هماهنگی بین رله ها را تنظیم کنیم.

طبق آنچه در خصوص رله گذاری و تنظیم رله های اضافه جریان و دیستانس گفته شد، برای خطوطی که بین باس های ۱ و ۲ و ۳ و ۴ و ۵ هستند رله گذاری انجام میدهیم.

این رله ها باید بگونه ای انتخاب شوند که پشتیبان دیکدیگر باشند تا در صورتی که یکی از رله ها به هر دلیلی عمل نکرد رله ی بعدی عمل کرده و سیستم آسیب نبیند.

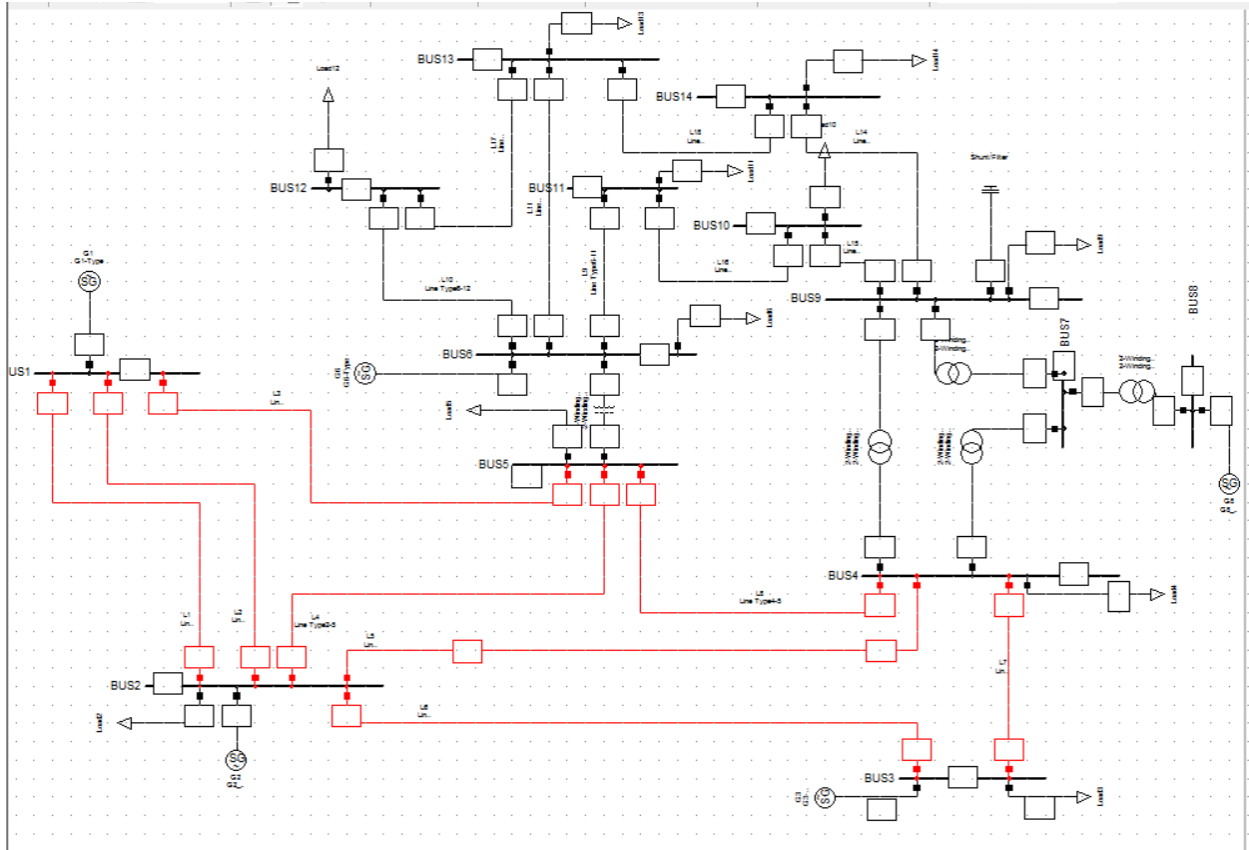
رله گذاری هارا مطابق آنچه قبل تر گفته شد انجام میدهیم، از منوی edit relevant objects

بخش مربوط به Relay Model را باز میکنیم تا رله های تعریف شده را مشاهده کنیم:

	Name	In Folder	Grid	Category	Relay Type TypeRelay	Application	Device Number	Reference Elm.Tem.Sta.Cubic	Busbar	Remote End	Connected Branch	Out of Service	Active Settings Gr...	Net Elements Rel".Elm".Sta".Int...	CT	VT
	Distance Relay 1	Cub_3	IEEE 14 Bus System	Distance	GE Distance	Backup Protection	1		BUS1	BUS2	L2	☐		CT1	CT1	VT1
	Distance Relay2	Cub_6	IEEE 14 Bus System	Distance	GE Distance	Backup Protection	1		BUS5	BUS2	L4	☐		CT2	CT2	VT 2
	Distance Relay3	Cub_2	IEEE 14 Bus System	Distance	GE Distance	Backup Protection	1		BUS4	BUS2	L5	☐		CT3	CT3	VT3
	Distance Relay4	Cub_3	IEEE 14 Bus System	Distance	GE Distance	Backup Protection	1		BUS4	BUS3	L7	☐		CT4	CT4	VT4
	Distance Relay5	Cub_7	IEEE 14 Bus System	Distance	GE Distance	Backup Protection	1		BUS5	BUS4	L8	☐		CT5	CT5	VT5
	OC Relay1	Cub_2	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Backup Protection	1		BUS1	BUS2	L1	☐		OC CT	OC CT	
	OC Relay10	Cub_10	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS4	BUS5	L8	☐		OC CT10	OC CT10	
	OC Relay11	Cub_2	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS3	BUS4	L7	☐		OC11	OC11	
	OC Relay2	Cub_1	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS2	BUS1	L1	☐		OC CT2	OC CT2	
	OC Relay3	Cub_2	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS2	BUS1	L2	☐		OC CT3	OC CT3	
	OC Relay4	Cub_8	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS2	BUS5	L4	☐		OC CT4	OC CT4	
	OC Relay5	Cub_4	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Backup Protection	1		BUS1	BUS5	L3	☐		OC CT5	OC CT5	
	OC Relay6	Cub_1	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS5	BUS1	L3	☐		OC CT6	OC CT6	
	OC Relay7	Cub_5	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Backup Protection	1		BUS2	BUS3	L6	☐		OC CT7	OC CT7	
	OC Relay8	Cub_1	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS3	BUS2	L6	☐		OC CT8	OC CT8	
	OC Relay9	Cub_4	IEEE 14 Bus System	Overcurrent	IACS1B821A	Main Protection	1		BUS2	BUS4	L5	☐		OC CT9	OC CT9	

همانطور که در جدول مشخص است، برای حفاظت این بخش از سیستم از ۵ رله ی دیستانس بعنوان پشتیبان و از ۱۱ رله ی اضافه جریان که ۳ تا از آنها بعنوان پشتیبان و ۸ عدد از آنها بعنوان رله ی اصلی تنظیم شده اند، استفاده شده است.

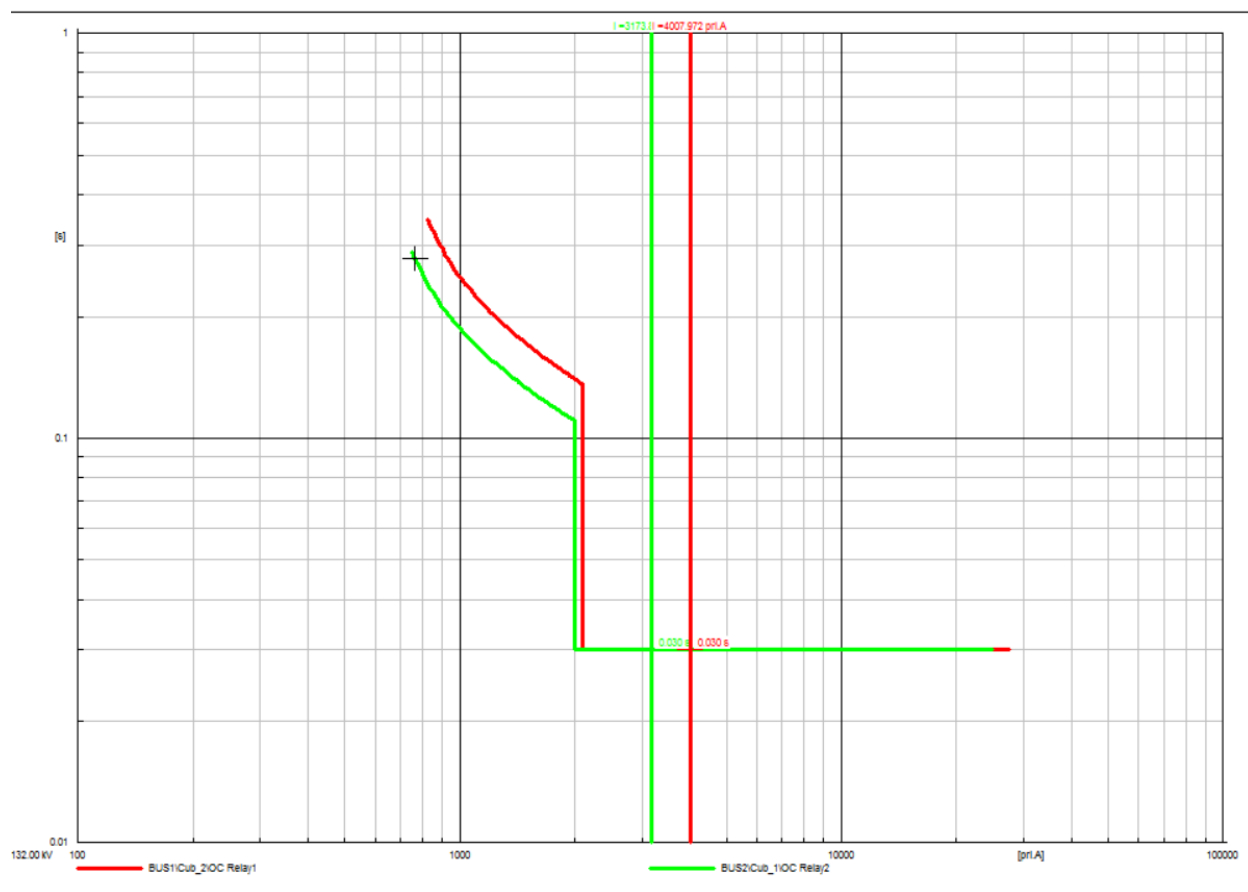
دیاگرام تک خطی سیستم با وجود رله ها بصورت زیر است:



حال می‌خواهیم نحوه عملکرد آنها را در هنگام وقوع خطای اتصال کوتاه بررسی کنیم:

ابتدا یک خطای اتصال کوتاه را در ۵۰ درصد خط $L1$ می‌اندازیم:

با توجه به اینکه رله **OC Relay1** بعنوان رله پشتیبان در نظر گرفته شده است، بگونه ای تنظیم شده که در صورت عمل نکردن رله **OC Relay2**، عمل کند.



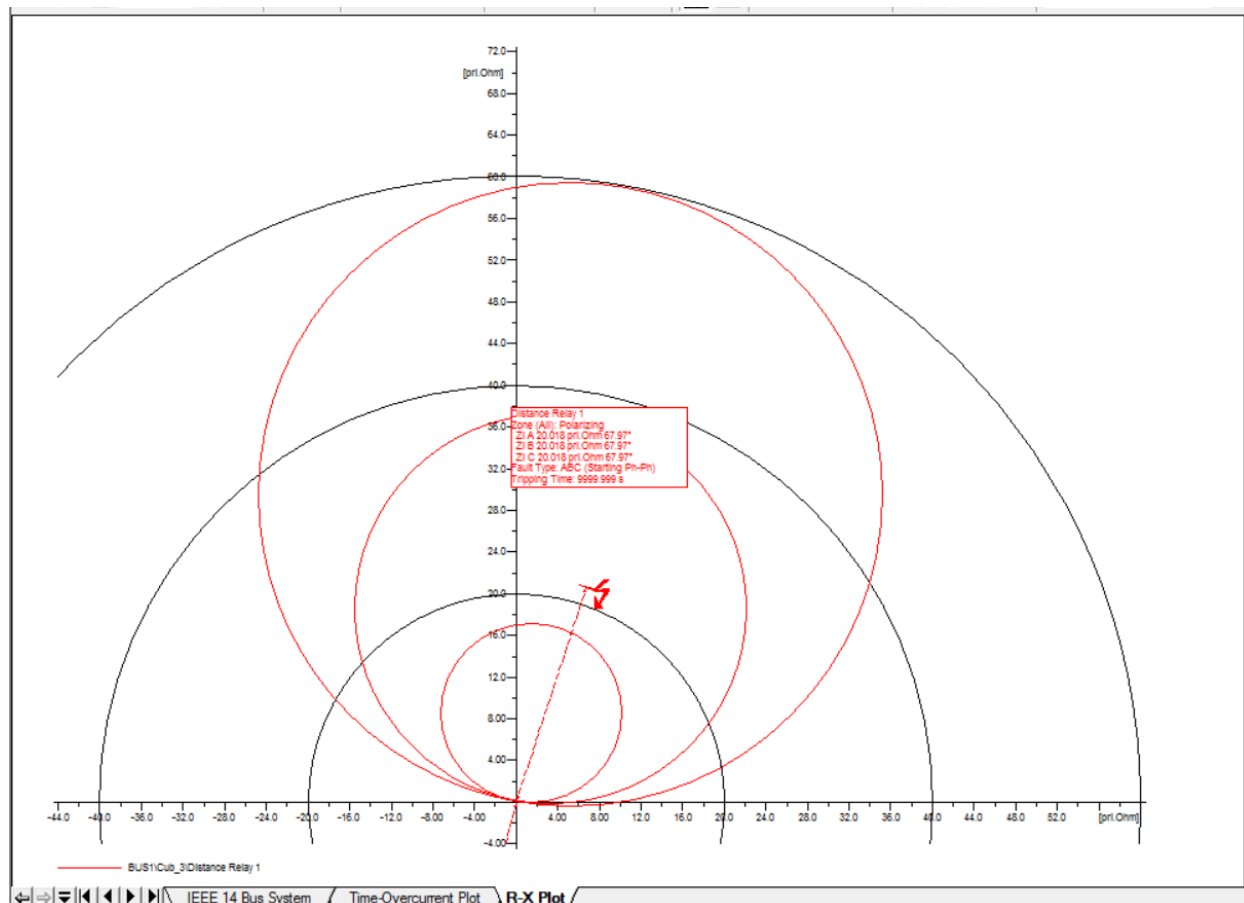
همانطور که در شکل مشخص است، رنگ قرمز مربوط به رله ی پشتیبان و رنگ سبز مربوط به رله ی اصلی است. که در صورت عمل نکردن رله ی اصلی (سبز) رله پشتیبان (قرمز) عمل می کند. برای خطوط **L3** و **L6** نیز نحوه حفاظت مشابه حفاظت خط **L1** می باشد، یعنی از دو رله ی اضافه جریان که یکی بعنوان پشتیبان و دیگری بعنوان رله ی اصلی انتخاب شده است، استفاده می شود.

حال خطای اتصال کوتاه را بر روی ۹۰ درصد خط L2 می اندازیم:

انتظار داریم ابتدا رله ی OC Relay3 به عنوان رله اصلی عمل کند:



در صورت عمل نکردن این رله ، Distance Relay1 بعنوان رله ی پشتیبان قرار دارد که در منحنی R-X Plot آن داریم:

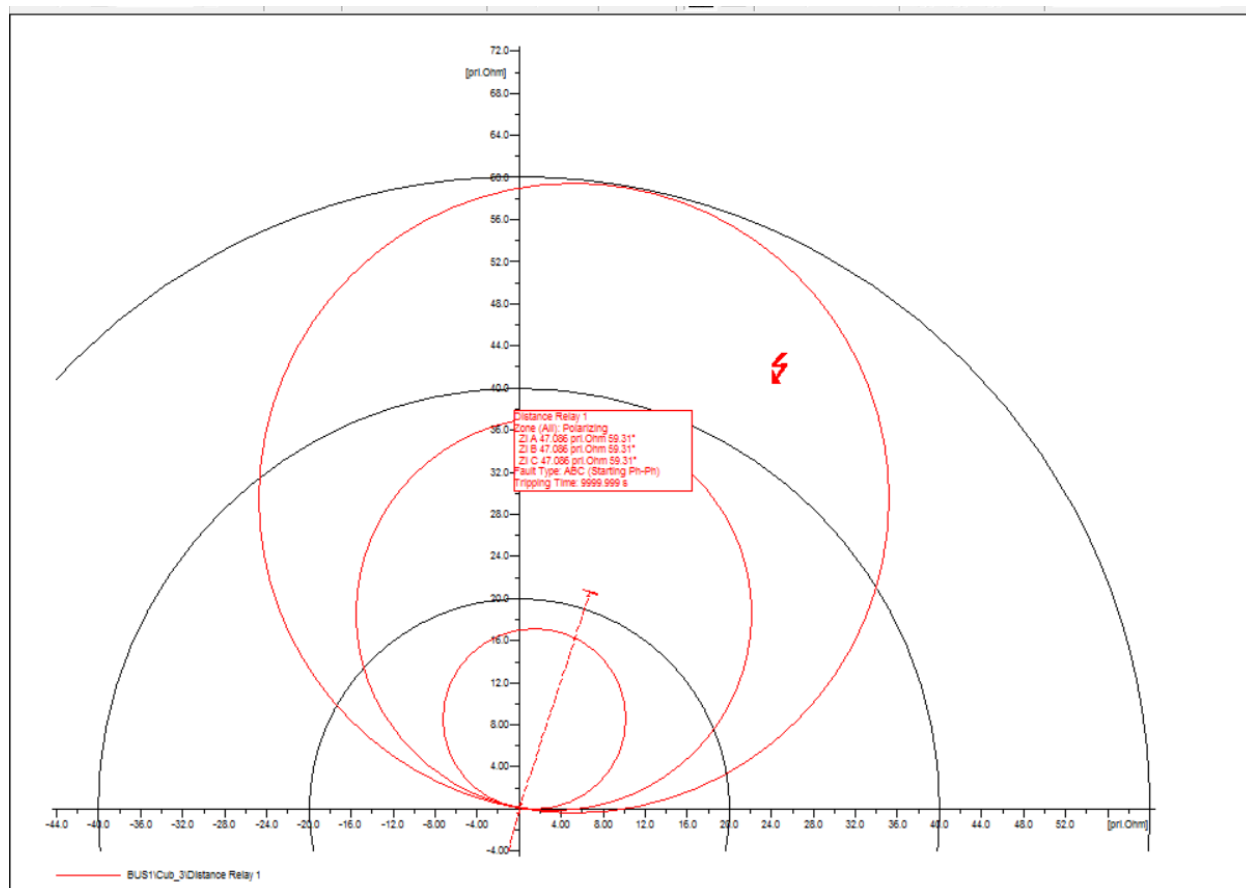


همانطور که مشاهده میشود، وقوع خطا در ۹۰ درصد خط L2 در زون ۲ این رله قرار دارد، که در صورت عمل نکردن رله اصلی، بعنوان پشتیبان عمل می‌کند.

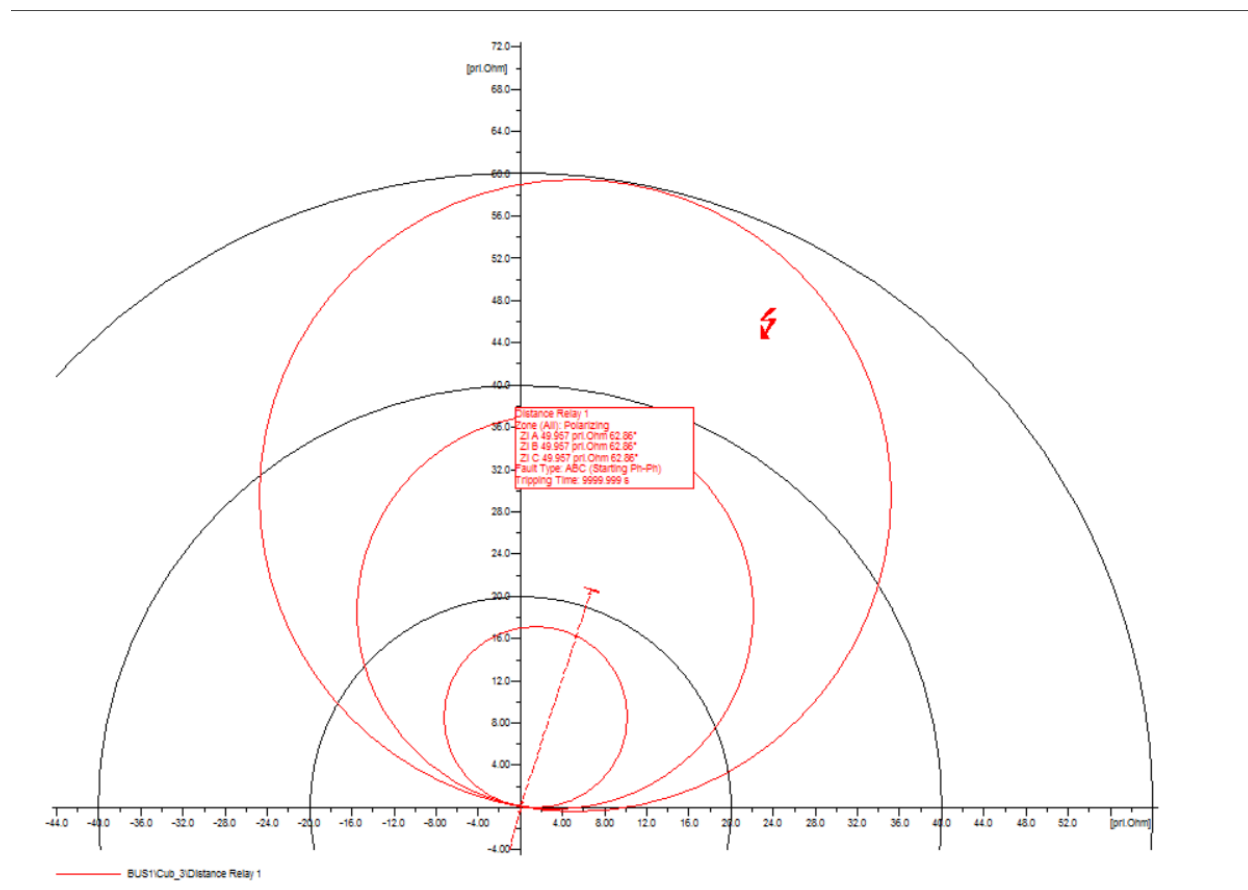
برای خطوط L4 و L5 و L7 و L8 نیز، نحوه حفاظت مشابه حفاظت خط L2 می‌باشد.

یعنی یک رله ی دیستانس بعنوان رله ی پشتیبان و یک رله ی اضافه جریان بعنوان رله ی اصلی در نظر گرفته شده است.

حال اگر خطایی در ۲۰ درصد خط L4 بندازیم و نمودار R-X Plot رله دیستانس ۱ را مشاهده کنیم، میبینیم که رله ی دیستانس اول در زون ۳ خود این خطا را میبیند، پس رله ی دیستانس اول پشتیبان دوم رله ی 4 OC Relay است.



این رله در زون ۳ خود شامل بخشی از خط L5 نیز می باشد، بطوری که اگر خطایی در ۲۰ درصد خط L5 نیز رخ دهد، این رله بعنوان پشتیبان دوم رله OC8 عمل میکند:



R-X Plot رله دیستانس ۱ به هنگام وقوع خطا در خط L5

به این ترتیب خطوط بین باس های ۱ تا ۵ حفاظت شدند و هرگونه خطایی در این ناحیه اتفاق بیوفتد، رله ها به ترتیب عمل خواهند کرد.

و در آخر از زحمات استاد گرامی جناب آقای دکتر ابراهیمی، تشکر و قدردانی می‌نمایم، امیدوارم
که این پروژه قدردان و درخور زحمات ایشان باشد.

باتشکر؛

کوروش بصیر